RAPPORT ANNUEL 2002

RENTABILITÉ ET CROISSANCE EXCEPTIONNELLE

PETRO-CANADA

POINTS SAILLANTS

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	**2002**	2001	2000
RÉSULTATS FINANCIERS			
Bénéfice d'exploitation [1]	**1 024**	912	879
Bénéfice net	**974**	846	859
Flux de trésorerie	**2 276**	1 688	1 870
Par action *(en dollars)*			
Bénéfice d'exploitation [1]	**3,90**	3,44	3,23
Bénéfice net – de base	**3,71**	3,19	3,15
Bénéfice net – dilué	**3,67**	3,16	3,13
Flux de trésorerie	**8,66**	6,37	6,87
Dividendes	**0,40**	0,40	0,40
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 861**	1 681	1 203
Rendement du capital utilisé *(en pourcentage)*	**13,9**	14,8	16,0
Rendement d'exploitation du capital utilisé *(en pourcentage)* [1]	**14,5**	15,8	16,4
Rendement en flux de trésorerie du capital utilisé *(en pourcentage)*	**30,5**	28,2	33,2
Dette	**3 057**	1 401	1 774
Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en pourcentage)*	**34,6**	22,3	28,4
Dette aux flux de trésorerie *(fois)*	**1,3**	0,8	0,9

1 Le bénéfice d'exploitation correspond au bénéfice avant les gains ou les pertes résultant de la conversion de devises et de la cession d'éléments d'actif. En 2000, le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les frais de restructuration.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production totale *(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)* [1]	**382,4**	196,5	212,2
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, avant redevances *(en milliers de barils par jour)*	**244,9**	77,4	89,2
Production de gaz naturel, avant redevances, en excluant les produits d'injection *(en millions de pieds cubes par jour)*	**825**	714	738
Réserves prouvées de pétrole et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, avant redevances *(en millions de barils)*	**830**	450	414
Réserves prouvées de gaz naturel, avant redevances *(en billions de pieds cubes)*	**2,8**	2,2	2,3
Ventes de produits pétroliers raffinés *(en milliers de mètres cubes par jour)*	**55,7**	54,5	55,4
Utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries *(en pourcentage)*	**101**	96	101

1 La production de gaz naturel est convertie selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

Table des matières

2 Coup d'œil sur les activités principales

4 À nos actionnaires

6 Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation

6 *Résultats d'exploitation*

19 *Liquidités et sources de financement*

21 *Gestion des risques*

22 *Responsabilité à titre de société*

26 États financiers consolidés et notes

46 Renseignements supplémentaires

49 Information financière et données sur les actions par trimestre

50 Sommaire des résultats financiers et d'exploitation des cinq derniers exercices

52 Équipe de leadership de la haute direction, Conseil d'administration et Renseignements à l'intention des investisseurs

Glossaire de termes et de ratios financiers *(troisième de couverture)*

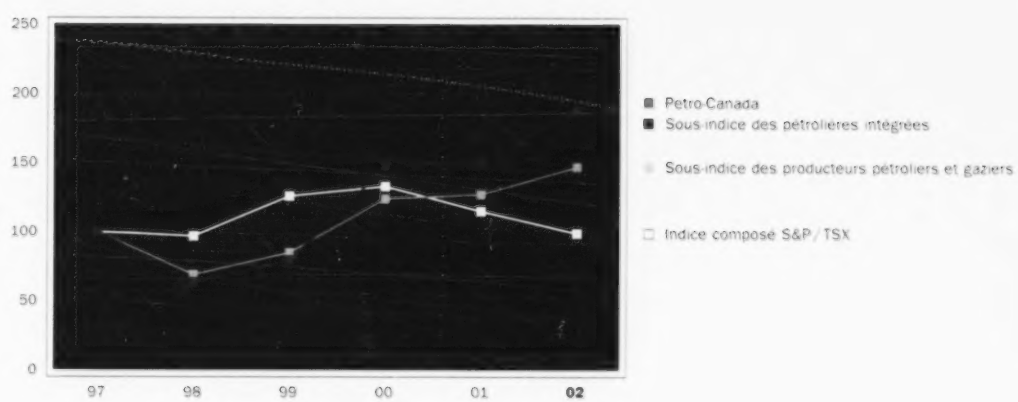
PHOTOS EN PAGE COUVERTURE : (à partir de la gauche) IPSDF Terra Nova; puits de production à MacKay River; exploration dans les avant-monts; activités en Afrique du Nord; la Petro-Station des gens d'ici.

NOS RÉALISATIONS : RENTABILITÉ ET CROISSANCE EXCEPTIONNELLE

- Une exécution efficace a entraîné une hausse de la rentabilité
- Une acquisition internationale a permis de doubler la production et de créer une nouvelle assise pour la croissance future
- Un important projet de production pétrolière extracôtière a démarré à Terra Nova
- Un important projet d'exploitation des sables pétrolifères *in situ* a démarré à MacKay River
- Le prix Chaîne de dépanneurs de l'année a récompensé l'excellence en matière de commercialisation

Les actions de Petro-Canada se sont appréciées de 88 % de la fin de 1997 à la fin de 2002, traduisant l'objectif de la Société de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

ÉVOLUTION DU COURS DES ACTIONS SUR CINQ ANS



(31 décembre 1997 = 100)
Variations du cours de clôture annuel des actions de Petro-Canada par rapport à l'indice composé S&P/TSX de la Bourse de Toronto, et au sous-indice des pétrolières intégrées et au sous-indice des producteurs pétroliers et gaziers de la Bourse de Toronto.

LA STRATÉGIE DE PETRO-CANADA EST FOCALISÉE SUR CINQ SECTEURS D'ACTIVITÉ PRINCIPAUX :

PÉTROLE DE LA CÔTE EST

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Exploration, mise en valeur, production et commercialisation reliées au pétrole au large de Terre-Neuve
Participation de 20 % dans le champ pétrolifère Hibernia
Exploitant du champ pétrolifère Terra Nova avec une participation de 34 %
Participation de 27,5 % dans le champ pétrolifère White Rose dont la mise en valeur est en cours
Participations dans d'autres découvertes et zones d'exploration importantes

STRATÉGIES

Élargir la base de production de pétrole léger au large de Terre-Neuve, en tirant parti de l'expérience acquise dans le cadre de la mise en valeur des champs pétrolifères Hibernia et Terra Nova
Explorer des zones d'intérêt à potentiel élevé

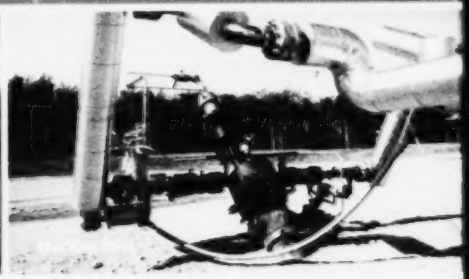
RÉALISATIONS EN 2002

Mise en service de l'installation de production, de stockage et de déchargement flottante (IPSDF) Terra Nova et première expédition de pétrole à la fin de janvier 2002. La quote-part de la production revenant à Petro-Canada pour l'exercice s'est élevée en moyenne à 35 800 barils par jour
Durée de fonctionnement moyenne de 86 % de l'installation Terra Nova au cours de la première année d'exploitation dans un environnement difficile
Solide performance opérationnelle à Terra Nova et à Hibernia qui a porté la quote-part de la production revenant à Petro-Canada au niveau record de 71 900 barils par jour
Obtention de l'approbation réglementaire pour porter la production moyenne de Terra Nova à 150 000 barils par jour
Forage réussi de huit nouveaux puits à Hibernia et de cinq à Terra Nova
Approbation du projet White Rose. Une production initiale de pétrole est prévue au quatrième trimestre de 2005

PLANS POUR 2003

Porter la production moyenne de pétrole brut classique de la côte Est à 79 000 barils par jour nets revenant à Petro-Canada
Évaluer le potentiel économique du bloc Far East du champ Terra Nova
Faire progresser le projet White Rose conformément à l'échéancier et au budget établis
En février 2003, démarrer le premier de deux puits d'exploration en eau profonde dans la région de la Passe Flamande située à presque 500 km au nord-est de St. John's, Terre-Neuve

SABLES PÉTROLIFÈRES



DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Participation directe de 12 % dans les activités d'exploitation des sables pétrolifères de Syncrude
Participation directe de 100 % dans l'exploitation des sables pétrolifères *in situ* de MacKay River
Participations dans environ 300 000 acres nettes de concessions de sables pétrolifères *in situ* potentielles
Évaluation de la possibilité de convertir la charge d'alimentation de la raffinerie d'Edmonton afin d'intégrer la production *in situ* au raffinage

STRATÉGIES

Porter la quote-part de la capacité de production de Syncrude à plus de 43 000 barils par jour d'ici 2005 et participer aux futurs agrandissements
Mettre en valeur progressivement des concessions de sables pétrolifères de façon à tirer parti de notre expérience et à réagir à l'évolution des conditions sur le marché
Poursuivre la mise en valeur *in situ* des sables pétrolifères et l'intégration avec notre raffinerie d'Edmonton

RÉALISATIONS EN 2002

Achèvement, conformément à l'échéancier et au budget, du projet de mise en valeur de bitume *in situ* de MacKay River. L'injection de vapeur dans le gisement a débuté en septembre et une production initiale a été tirée de la première série de 25 paires de puits en novembre. La production en décembre s'est élevée en moyenne à 9 400 barils par jour
Poursuite de la troisième phase de l'agrandissement de Syncrude. La quote-part de la production de Syncrude revenant à Petro-Canada s'est élevée en moyenne à 27 500 barils par jour
Début de la construction par une tierce partie d'une centrale de cogénération de 165 mégawatts à MacKay River
Progrès dans les demandes réglementaires sur le projet *in situ* de 80 000 barils par jour à Meadow Creek et sur le projet de conversion de la charge d'alimentation à la raffinerie d'Edmonton

PLANS POUR 2003

Continuer à participer à la troisième phase de l'agrandissement de Syncrude (agrandissement de l'usine de valorisation et deuxième train à la mine Aurora)
Accroître la production de MacKay River de façon à atteindre le taux nominal de 30 000 barils par jour d'ici la fin de l'année
Approuver les projets de Meadow Creek et de conversion de la raffinerie d'ici la fin de l'année, sous réserve de leur approbation réglementaire et d'un rendement économique prévu satisfaisant, en particulier en ce qui concerne les effets du Protocole de Kyoto

103-03700/

GAZ NATUREL NORD-AMÉRICAIN

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Exploration, production et commercialisation reliées au gaz naturel et aux liquides associés
Un des plus importants producteurs dans l'Ouest du Canada
Exploration dans les avant-monts de l'Alberta, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, dans le delta du Mackenzie, au large de la Nouvelle-Écosse et en Alaska

STRATÉGIES

Maximiser la rentabilité dans l'Ouest du Canada grâce à des activités d'exploration et de mise en valeur concentrées dans nos régions principales, soit les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud-est de l'Alberta
Exploration de zones d'intérêt à potentiel élevé dans le delta du Mackenzie, au large de la Nouvelle-Écosse et en Alaska

RÉALISATIONS EN 2002

Production moyenne de gaz de 722 millions de pieds cubes par jour
Production moyenne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel de 18 900 barils par jour dans l'Ouest du Canada
Ajout de 247 milliards de pieds cubes équivalent gaz de réserves prouvées, remplaçant 86 % de la production de gaz et de LGN de 2002
Coûts de découverte et de mise en valeur moyens sur trois ans de 1,39 $ le millier de pieds cubes équivalent gaz
Importante découverte de gaz naturel à l'emplacement du puits Tuk M-18 dans le delta du Mackenzie
Acquisition de zones d'exploration additionnelles en Alaska présentant des caractéristiques géologiques similaires à celles des avant-monts de l'Alberta

PLANS POUR 2003

Maintenir des programmes de forage actifs dans les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud-est de l'Alberta
Forer au moins un puits d'exploration dans le delta du Mackenzie
Poursuivre la détermination de zones d'intérêt dans les propriétés de l'Alaska
Acquérir des données sismiques sur les périmètres d'exploration du Talus néo-écossais

INTERNATIONAL

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Le 2 mai 2002, Petro-Canada a fait l'acquisition des activités d'amont de Veba Oil & Gas, société d'exploration et de production ayant son siège social en Europe, établissant le secteur International comme notre cinquième secteur d'activité principal et créant une assise pour la croissance à long terme
Les participations de production et d'exploration sont concentrées dans trois régions : nord-ouest de l'Europe, Afrique du Nord et Proche-Orient et nord de l'Amérique latine

STRATÉGIES

Mettre l'accent sur une croissance rentable à long terme en exploitant les réserves existantes et tenter d'atteindre un équilibre entre les nouvelles occasions d'exploration et de mise en valeur dans les régions principales, notamment en faisant l'acquisition d'éléments d'actif

RÉALISATIONS EN 2002

Conclusion rapide de l'acquisition de Veba et intégration en douceur de l'entreprise à Petro-Canada
Forage d'un puits d'évaluation réussi dans le champ Clapham nouvellement découvert dans le secteur britannique de la mer du Nord et approbation gouvernementale du plan de mise en valeur
Découverte de gaz au large des Pays-Bas dans le bloc L5b et approbation gouvernementale du plan de mise en valeur du champ
Début de la production extracôtière et de la liquéfaction de gaz à Trinité, où la production quotidienne moyenne s'est accrue pour atteindre 41 millions de pieds cubes par jour nets revenant à Petro-Canada
Production moyenne sur l'année complète de 142 700 barils équivalent pétrole par jour

PLANS POUR 2003

Poursuivre la mise en valeur du champ Clapham, notamment le forage des puits et l'installation des équipements sous-marins
Mettre en valeur le bloc gazier au large des Pays-Bas en vue d'une production initiale au début de 2004
Continuer d'analyser la mise en valeur commerciale des ressources en hydrocarbures découvertes à La Ceiba, au Venezuela
Porter la production à Trinité à 60 millions de pieds cubes par jour d'ici le milieu de 2003, lorsque le troisième train de production d'Atlantic LNG entrera en service
Investir dans les éléments d'actif existants, en particulier dans la récupération améliorée du pétrole
Rechercher des occasions de croissance à moyen et à long terme
Maintenir les niveaux de production actuels

AVAL

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Transformation du pétrole brut en produits raffinés dont l'essence, le carburant diesel, les lubrifiants et le bitume
Exploitation de trois raffineries représentant 17 % de la capacité de raffinage du Canada
Commercialisation de produits pétroliers raffinés et de services par l'entremise d'un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros
Deuxième distributeur de produits pétroliers raffinés au Canada avec une part du marché de 17 %
Fabrication et commercialisation de lubrifiants spéciaux de grande qualité

STRATÉGIES

Générer des rendements supérieurs en visant des résultats du premier quartile dans le segment du raffinage, en exploitant nos forces dans les marchés à créneaux, en étant la marque d'essence de choix des automobilistes canadiens et en augmentant les ventes de lubrifiants spéciaux à marges élevées

RÉALISATIONS EN 2002

Petro-Canada a été nommée Chaîne de dépanneurs de l'année 2002 par l'importante revue spécialisée américaine *Convenience Store Decisions*, devenant la première entreprise canadienne et le premier détaillant non américain à remporter ce prestigieux prix
La croissance continue du nombre d'établissements de détail conformes à la nouvelle image s'est traduite par une augmentation de plus de 30 % des ventes et des marges de dépanneur
Atteinte d'un débit de 4,1 millions de litres par établissement de ventes au détail
Les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont augmenté, passant à un niveau record de 55,7 millions de litres par jour
Les ventes de bitume ont atteint le niveau record de 1,6 milliard de litres
L'utilisation de la capacité des raffineries a été de 101 %, ce qui reflète la fiabilité continue des opérations
Les ventes de lubrifiants à marges élevées ont augmenté de 10 % grâce à une pénétration sur le marché des nouvelles applications automobiles à valeur élevée

PLANS POUR 2003

Continuer de réduire l'écart qui nous sépare de résultats du premier quartile dans le segment du raffinage et améliorer les solides taux de fiabilité et d'utilisation des raffineries enregistrés en 2002
Poursuivre les modifications dans les raffineries pour répondre à la future réglementation environnementale en matière de carburants
Poursuivre la conversion d'établissements de ventes au détail à la nouvelle image de la Société et accroître les ventes de produits et de services non pétroliers
Accroître davantage les ventes de lubrifiants sur les marchés rapportant des marges plus élevées

À NOS ACTIONNAIRES

« Nous maintenons notre engagement à assurer une forte rentabilité des activités de base tout en continuant de créer une assise pour la croissance, afin de préparer la voie à un avenir stimulant pour Petro-Canada. »

RON BRENNEMAN, *CHEF DE LA DIRECTION*

Je suis heureux de déclarer que 2002 a été un exercice exceptionnel pour Petro-Canada. Nous avons doublé la production, mené à bien une importante acquisition internationale et remboursé des emprunts d'un demi-milliard de dollars. Et, plus important encore, nous avons exécuté notre stratégie avec succès sur tous les fronts. Cette performance opérationnelle exceptionnelle, combinée à un contexte de prix des marchandises favorable, nous a permis d'obtenir d'excellents résultats financiers pour l'exercice. Nous maintenons notre engagement à assurer une forte rentabilité des activités de base tout en continuant de créer une assise pour la croissance, afin de préparer la voie à un avenir stimulant pour Petro-Canada.

PERFORMANCE OPERATIONNELLE EXCEPTIONNELLE

L'année 2002 a été riche en événements marquants – l'acquisition de Veba, le démarrage de Terra Nova et celui de MacKay River – mais il ne faudrait pas passer sous silence nos succès moins visibles et tout aussi importants qui ont permis de continuer à améliorer la rentabilité de notre secteur d'Aval et de nos activités gazières dans l'Ouest du Canada.

Je suis particulièrement heureux des progrès que nous avons accomplis dans le secteur d'Aval, où nous avons obtenu de solides résultats en dépit de conditions économiques difficiles caractérisées par la hausse des prix du brut et la faiblesse des marges. La maximisation de la fiabilité des usines, l'amélioration de la composition des ventes de lubrifiants et l'accroissement du chiffre des ventes, combinés à une réduction des coûts d'exploitation, sont les éléments clés de nos efforts en vue d'atteindre un rendement du premier quartile. Parmi les points saillants en 2002, mentionnons la croissance des ventes au détail de carburants qui a dépassé celle de l'industrie dans son ensemble, et l'augmentation remarquable de 30 % des ventes de produits non pétroliers dans les dépanneurs de notre réseau de ventes au détail. Pour couronner le tout, notre secteur des ventes au détail a obtenu le prix Chaîne de dépanneurs de l'année décerné pour la qualité de notre offre et l'excellent service dans tout notre réseau. C'est la première fois qu'une société non américaine remporte ce prix et nos employés ont donc toutes les raisons d'être fiers de cette réalisation.

Dans le secteur d'Amont, nos activités reliées au gaz naturel de l'Ouest du Canada ont continué de rapporter un rendement supérieur dans un bassin très compétitif et approchant la maturité. Les découvertes de l'industrie diminuent en importance et la production tirée du bassin aurait reculé pour la première fois depuis de nombreuses années. Traduisant cette maturité, le taux de remplacement des réserves de Petro-Canada est tombé sous les 100 %. Néanmoins, nos coûts de découverte et de mise en valeur sont demeurés très concurrentiels et nous nous sommes classés une fois de plus parmi les producteurs les plus rentables dans le bassin. Nous nous tournons vers le delta du Mackenzie, le Talus néo-écossais et l'Alaska pour la croissance future du secteur du Gaz naturel nord-américain, étant donné la maturité des réserves du bassin de l'Ouest du Canada.

Pour notre secteur du Pétrole de la côte Est, 2002 a été une année de croissance exceptionnelle puisque la production a plus que doublé. L'exercice a débuté avec un démarrage de calibre mondial à Terra Nova, qui a rapidement atteint le taux de pleine production et qui a affiché une excellente fiabilité pour sa première année d'exploitation. Terra Nova et Hibernia ont tous les deux dépassé nos prévisions en matière de production pour l'exercice. Le projet suivant, White Rose, a été mis en chantier avec l'attribution des principaux contrats.

Notre secteur des Sables pétrolifères a lui aussi enregistré une croissance. Nous avons célébré le démarrage conformément à l'échéancier et au budget établis de MacKay River, notre premier projet d'exploitation de sables pétrolifères *in situ*. MacKay River est la première étape de la stratégie d'exploitation intégrée des sables pétrolifères de Petro-Canada selon laquelle du bitume serait produit dans un certain nombre d'installations *in situ* et valorisé à notre raffinerie d'Edmonton, dans le cadre d'une série de projets de mise en valeur s'échelonnant sur les dix prochaines années.

Même si la ratification du Protocole de Kyoto par le gouvernement fédéral représente un défi pour la mise en valeur des sables pétrolifères, Petro-Canada collabore étroitement avec le gouvernement en vue de clarifier certains aspects clés du plan d'application des engagements de Kyoto. L'industrie a obtenu une certaine assurance que les coûts à assumer dans le cas des

activités existantes seront limités. Cependant, les modalités d'application des mesures relatives au changement climatique aux nouveaux projets à plus long terme ne sont toujours pas claires et elles seront des conditions essentielles de la décision d'entreprendre ces projets.

La fiabilité et les coûts unitaires à Syncrude se sont améliorés durant le deuxième semestre de l'exercice, à la suite d'un important arrêt planifié pour la maintenance des installations. Certains problèmes persistent en ce qui concerne la fiabilité de la mine Aurora, mais la direction de Syncrude est déterminée à les résoudre afin d'assurer un rendement durable, comme il a été démontré à la fin de 2002.

UNE NOUVELLE ASSISE POUR LA CROISSANCE

L'événement le plus important de l'exercice pour Petro-Canada a été l'acquisition et l'intégration des activités d'amont de Veba Oil & Gas, qui forment la base d'un nouveau secteur d'activité principal international pour Petro-Canada. Puisque nous étions déjà représentés dans tous les principaux bassins pétrolifères et gazéifères partout au pays, nous recherchions un type d'occasion très précis en vue de prendre de l'expansion à l'échelle internationale. Cette acquisition répondait particulièrement bien à nos critères. Nous obtenons des résultats immédiats, notre secteur International ayant généré 25 % du bénéfice d'exploitation de la Société au cours du deuxième semestre de 2002. Nous sommes très satisfaits de la qualité des actifs acquis et des compétences de l'entreprise. Nous avons maintenant essentiellement achevé l'effort d'intégration et nous tournons notre attention vers la détermination des possibilités de croissance à long terme. Grâce à nos résultats financiers remarquables du dernier exercice, nous avons déjà été en mesure de rembourser 25 % de la dette contractée pour financer l'acquisition. Notre bilan a donc essentiellement retrouvé la vigueur correspondant aux niveaux cibles.

Pour conclure au sujet du secteur d'Amont, l'exécution réussie de nos stratégies a permis de jeter les fondements d'une forte croissance future, comme en témoigne la situation de nos réserves à la fin de 2002. Les réserves totales de Petro-Canada – prouvées, probables et possibles – sont passées à 4,2 milliards de barils équivalent pétrole, ce qui représente un bond de 29 % par rapport à l'an dernier. Notre avenir s'appuiera sur ce portefeuille de réserves élargi et nos antécédents démontrent que nous saurons tirer de ces réserves une croissance rentable soutenue.

UN AVENIR DE CALIBRE INTERNATIONAL

Notre stratégie et notre capacité d'exécuter cette stratégie sur tous les fronts établissent le fondement d'un avenir stimulant pour Petro-Canada. Notre objectif est de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires en maintenant des activités de base rentables et en tirant parti de nos occasions de croissance intéressantes, et d'obtenir les résultats prévus grâce à une exécution disciplinée. Comme toujours, nous maintiendrons un engagement ferme à l'égard de notre responsabilité environnementale, de notre intégrité, de notre investissement dans la collectivité et du bien-être de nos employés. Nous sommes très fiers de l'excellente réputation de Petro-Canada dans tous ces domaines.

RESPONSABILITÉ ENVERS LES ACTIONNAIRES

Une attention considérable est accordée ces temps-ci par le public à l'imputabilité des sociétés. Petro-Canada a toujours appliqué les normes et les pratiques les plus strictes en matière de régie d'entreprise, et nous sommes heureux que ceci ait été confirmé dans de récents classements établis par des tierces parties, où l'indépendance et l'imputabilité du Conseil d'administration sont citées comme des forces clés. Cette année, notre Circulaire de procuration de la direction contient davantage d'information sur la régie d'entreprise et sur le rôle du Conseil d'administration, et comporte notamment une comparaison par rapport aux lignes directrices en matière de régie d'entreprise de la Bourse de Toronto.

DES GENS D'ÉNERGIE

Au nom de l'Équipe de leadership de la haute direction, je tiens à souligner la contribution de nos employés et à les féliciter, car ils démontrent leur capacité et leur engagement à exécuter notre stratégie avec succès. J'aimerais également souhaiter la plus chaleureuse bienvenue aux 300 nouveaux employés de notre secteur International.

Au nom de mes collègues administrateurs et dirigeants, j'aimerais exprimer nos remerciements les plus sincères à Purdy Crawford, qui prendra sa retraite du Conseil d'administration à notre assemblée annuelle. Sa vaste expérience et sa sagesse ont été d'une valeur inestimable pour la Société et le Conseil d'administration.

Je suis fier du fait que nous avons respecté nos engagements en 2002 et je suis persuadé que nous continuerons sur cette voie en 2003.

Le chef de la direction,

Ron Brenneman

ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

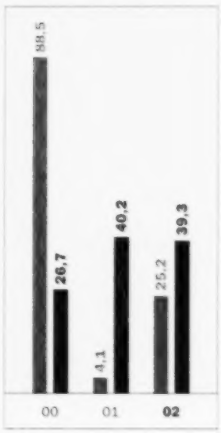
L'analyse par la direction devrait être lue parallèlement aux états financiers et aux notes y afférentes présentés dans ce Rapport annuel. Les graphiques qui accompagnent le texte définissent nos « générateurs de valeur », paramètres clés de mesure du rendement de chacun de nos secteurs d'activité.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Sommaire des résultats financiers

Valeur du placement des actionnaires

La valeur du placement des actionnaires a augmenté de 25,2 % grâce à l'appréciation du cours des actions sur le marché et aux dividendes.



- Rendement sur un an *(en pourcentage)*
- Rendement moyen sur trois ans *(en pourcentage)*
- La valeur du placement des actionnaires mesure la variation du cours des actions de Petro-Canada majorée des dividendes.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	**2002**	2001[1]	2000[1]
Bénéfice d'exploitation[2]	**1 024 $**	912 $	879 $
Perte à la conversion de devises	**(52)**	(96)	(53)
Gain à la cession d'éléments d'actif	**2**	30	71
Frais de restructuration	**–**	–	(38)
Bénéfice net	**974 $**	846 $	859 $
Bénéfice par action *(en dollars)* – de base	**3,71 $**	3,19 $	3,15 $
– dilué	**3,67**	3,16	3,13
Flux de trésorerie[3]	**2 276**	1 688	1 870
Flux de trésorerie par action *(en dollars)*	**8,66**	6,37	6,87
Dette	**3 057**	1 401	1 774
Encaisse et placements à court terme	**234**	781	1 415
Capital utilisé moyen	**7 826 $**	6 259 $	5 883 $
Rendement du capital utilisé *(en pourcentage)*	**13,9**	14,8	16,0
Rendement d'exploitation du capital utilisé[2] *(en pourcentage)*	**14,5**	15,8	16,4
Rendement des capitaux propres *(en pourcentage)*	**18,3**	18,1	20,7

1 Avec prise d'effet le 1er janvier 2002, la Société a adopté, rétroactivement, les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la conversion de devises en ce qui a trait à la dette à long terme et, par conséquent, les chiffres correspondants des exercices précédents ont été retraités de façon à être conformes à la présentation adoptée pour l'exercice courant.

2 Le bénéfice d'exploitation correspond au bénéfice avant les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif. En 2000, le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les frais de restructuration.

3 Avant les variations du fonds de roulement hors caisse.

Cette analyse par la direction contient des énoncés prospectifs, y compris, sans s'y limiter, des références aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures (y compris le montant, la nature et les sources du financement de celles-ci); aux niveaux de la production de pétrole et de gaz et aux sources de la croissance de celle-ci; aux taux des impôts, des taxes et des redevances; aux prix du pétrole et du gaz; au taux de change du dollar canadien; aux taux d'intérêt; aux marges de raffinage et de commercialisation; à la demande de produits pétroliers raffinés; à la construction et à l'agrandissement prévus d'installations; aux débits des établissements de ventes au détail; aux coûts préalables à la production et aux coûts d'exploitation; aux estimations des réserves; à la durée de vie des réserves; à la capacité d'exportation de gaz naturel; aux plans d'exploration et de mise en valeur et aux résultats de ces activités; aux questions environnementales; aux plans de forage; à l'acquisition et à la cession de propriétés pétrolières et gazières; et aux dates d'ici lesquelles certaines zones et installations seront développées ou mises en production. Il faut éviter de se fier indûment à ces énoncés prospectifs, qui sont fondés sur des hypothèses faites par Petro-Canada et sont soumis à des risques et à des incertitudes ainsi qu'à d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de tels énoncés. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires; la capacité de l'industrie; les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés; les fluctuations des prix du pétrole et du gaz; les marges de raffinage et de commercialisation; la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés; les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; la fluctuation des taux de change et des taux d'intérêt; la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris les hausses d'impôts et de taxes; les décisions ou les approbations des tribunaux administratifs; les modifications apportées aux règlements environnementaux ou autres; l'accès aux marchés financiers; les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Petro-Canada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser tous énoncés prospectifs contenus aux présentes, et ces énoncés sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

COMPARAISON ENTRE 2002 ET 2001

Le bénéfice d'exploitation a augmenté de 12 % pour atteindre le niveau record de 1 024 millions $ en 2002. L'amélioration reflète une hausse substantielle du bénéfice du secteur d'Amont, contrebalancée en partie par un fléchissement du bénéfice du secteur d'Aval et une augmentation du coût net des Services partagés. Le bénéfice net et les flux de trésorerie ont également atteint des niveaux records en 2002, ce qui traduit l'incidence du nouveau secteur Amont – International de Petro-Canada, établi à la suite de l'acquisition de la majeure partie des activités pétrolières et gazières de Veba Oil & Gas GmbH le 2 mai 2002. Cette nouvelle unité a apporté une contribution de 225 millions $ au bénéfice en 2002. Les flux de trésorerie records comprennent des contributions de 1 417 millions $ du secteur Amont – Canada et de 583 millions $ du secteur Amont – International. Une augmentation de 431 millions $ de la tranche exigible des impôts sur le bénéfice, ayant une incidence sur les flux de trésorerie, est surtout attribuable aux activités du secteur Amont – International.

Alors que le rendement des capitaux propres s'est amélioré, atteignant 18,3 % par rapport à 18,1 % en 2001, le rendement d'exploitation du capital utilisé a diminué, s'établissant à 14,5 % comparativement à 15,8 % pour l'exercice précédent, en raison de conditions économiques moins favorables et d'un investissement additionnel pour la croissance future dans le secteur d'Amont.

Conjoncture économique

Les facteurs économiques qui influent sur les résultats financiers du secteur d'Amont de Petro-Canada comprennent les prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro. Les prix des marchandises du secteur de l'énergie sont influencés principalement par l'offre et la demande, les conditions météorologiques, les événements politiques et le niveau des stocks dans l'industrie. Les facteurs qui influent sur le rendement du secteur d'Aval comprennent le niveau et la volatilité des prix du pétrole brut, les marges de raffinage de l'industrie, la fluctuation des écarts de prix entre les pétroles bruts léger et lourd, la demande de produits pétroliers raffinés et l'intensité de la concurrence sur le marché.

CONJONCTURE ÉCONOMIQUE EN 2002

L'évolution des prix du pétrole en 2002 a été marquée une fois de plus par des fluctuations importantes en réponse à des variations des indicateurs de base du marché et à des développements politiques ayant une influence considérable sur les marchés internationaux du pétrole. Les principaux développements politiques ayant eu une influence importante sur les prix du pétrole en 2002 comprennent la menace persistante d'une guerre avec l'Irak et, vers la fin de l'année, l'instabilité politique au Venezuela.

L'évolution des prix du gaz naturel nord-américain a également été caractérisée par une volatilité considérable. La combinaison d'une baisse de la demande et d'une croissance de la production au cours de 2001 a occasionné une accumulation massive de gaz actif en stockage au début de l'hiver 2001-2002. L'industrie a commencé l'année 2002 avec d'importants volumes de gaz en stockage, et des conditions hivernales plus douces que les normales ont prédominé sur tout le continent. Cette situation a mené à des prix sensiblement plus faibles que ceux ayant caractérisé l'hiver 2000-2001 et a laissé peu de place à un raffermissement significatif des prix avant l'arrivée de conditions hivernales tard dans l'année.

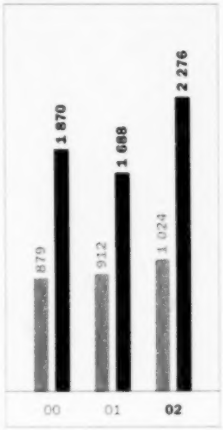
Les ventes de produits pétroliers raffinés canadiens ont augmenté d'environ 0,8 % en 2002, alors qu'elles avaient diminué de 1,0 % en 2001. Durant la plus grande partie de 2002, les marges de raffinage ont été plus faibles et les écarts de prix entre les pétroles bruts léger et lourd ont été moins prononcés qu'au cours de l'année précédente.

Indicateurs de prix des marchandises et taux de change
(moyennes pour les années indiquées)

	2002	2001
Indicateurs de prix – pétrole brut (par baril) :		
North Sea Brent	**24,98 $ US**	24,46 $ US
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing	**26,08 $ US**	25,90 $ US
Écart de prix entre les pétroles bruts WTI et Brent	**1,10 $ US**	1,44 $ US
Écart de prix entre les pétroles bruts Brent et Maya	**4,08 $ US**	7,31 $ US
Edmonton Light	**40,41 $ CA**	39,58 $ CA
Écart de prix entre les pétroles Edmonton Light (léger) et Bow River (lourd)	**8,90 $ CA**	14,97 $ CA
Indicateurs de prix – gaz naturel :		
Centre Henry – le million de BTU	**3,25 $ US**	4,38 $ US
Centre AECO (au comptant) – le millier de pieds cubes	**4,24 $ CA**	6,57 $ CA
Écart de la base de prix centre Henry-centre AECO – le million de BTU	**0,66 $ US**	0,27 $ US
Marge de craquage de raffinage 3-2-1 au port de New York – par baril	**3,36 $ US**	4,44 $ US
Taux de change – $ US/$ CA	**0,637 $ US**	0,646 $ US
– euro/$ CA	**0,674 euro**	0,721 euro

Bénéfice d'exploitation et flux de trésorerie

Le bénéfice d'exploitation a dépassé 1 milliard $ en 2002.

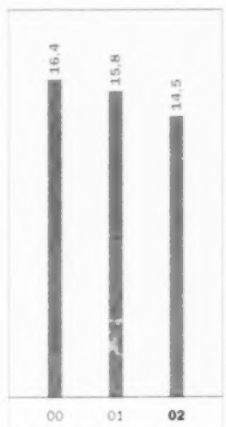


- Bénéfice d'exploitation *(en millions $)*
- Flux de trésorerie *(en millions $)*

– Le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif. En 2000, le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les frais de restructuration.

Rendement d'exploitation du capital utilisé

Le rendement d'exploitation du capital utilisé a été touché par des conditions économiques moins favorables et un investissement additionnel pour la croissance future dans le secteur d'Amont.



- Rendement d'exploitation du capital utilisé *(en pourcentage)*

– Le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif. En 2000, le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les frais de restructuration.

Même si on prévoit que la conjoncture économique restera instable en 2003, Petro-Canada gère ses activités dans une perspective à long terme.

PERSPECTIVES RELATIVES À LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE EN 2003

Les perspectives énergétiques mondiales en 2003 demeurent obscurcies par les incertitudes entourant une reprise économique mondiale qui tarde à se manifester et, au moment de mettre sous presse, par la menace continue d'une intervention militaire dirigée par les États-Unis en Irak et la crise politique au Venezuela. Compte tenu de ces conditions, Petro-Canada s'attend à ce que la volatilité des prix du pétrole persiste tout au long de 2003. Étant donné le faible niveau des stocks de pétrole brut à l'échelle mondiale, les inquiétudes face à une perturbation éventuelle des approvisionnements en raison d'une guerre en Irak et de l'instabilité politique au Venezuela continueront de dominer le comportement des prix du pétrole au cours de la première moitié de l'année et peut-être par la suite. Ces préoccupations sont renforcées par des doutes au sujet de la capacité de l'OPEP de compenser la perte éventuelle des barils vénézuéliens et irakiens.

En Amérique du Nord, les perspectives énergétiques en 2003 sont compliquées davantage par le resserrement rapide de l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel en raison du temps exceptionnellement froid qui sévit cet hiver dans des marchés de consommation clés à un moment où l'offre est très faible partout sur le continent. Dans de telles conditions, le gaz en stockage s'épuise beaucoup plus rapidement que prévu. Si, par conséquent, les stocks de gaz naturel sont bas à la fin de la saison de chauffage, il y aura un besoin accru d'injecter du gaz pour reconstituer les stocks avant l'hiver prochain. Par conséquent, les prix du gaz naturel partout en Amérique du Nord devraient demeurer vigoureux mais très volatils en 2003 car l'épuisement rapide du gaz naturel en stockage réduit la capacité des stocks d'amortir les fluctuations imprévues de l'offre ou de la demande. De plus, les faibles perspectives continues quant à la croissance de la production en 2003, en raison de la maturité des bassins traditionnels des États-Unis et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, continueront de soutenir les prix du gaz naturel pendant le reste de l'année.

On prévoit seulement une légère amélioration du volume des ventes intérieures de produits raffinés et des marges de raffinage en 2003, puisque les facteurs économiques externes ayant une influence importante sur les activités d'aval devraient demeurer plus ou moins semblables à ceux qui ont caractérisé l'année 2002.

SENSIBILITÉ AUX FACTEURS ÉCONOMIQUES

Le tableau ci-dessous illustre l'incidence estimative après impôts que la variation de certains facteurs aurait pu avoir sur le bénéfice net de Petro-Canada en 2002. Nous fondons ces calculs sur la conjoncture économique, la production et les volumes de ventes de 2002.

Sensibilité du bénéfice net à différents facteurs économiques

Facteur	Moyennes de 2002	Variation (+/-)	Variation (+/-) approximative du bénéfice net [1]
			(en millions de dollars canadiens)
Total – Amont			
Prix obtenu pour le pétrole brut et les liquides	38,50 $/baril	1,00 $ CA/baril [2]	34
Prix obtenu pour le gaz naturel	4,07 $/millier de pieds cubes	0,25 $/millier de pieds cubes	38
Production de pétrole brut et de liquides	244 900 barils/jour	1 000 barils/jour	4
Production de gaz naturel disponible pour la vente	825 millions de pieds cubes par jour	10 millions de pieds cubes par jour	3
Aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York [3]	3,36 $ US/baril	0,10 $ US/baril	5
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd [4]	8,90 $/baril	1,00 $/baril	13
Société			
Taux de change : $ US par $ CA [5]	0,637 $ US	0,01 $ US	(9)

1 L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs. L'application de ces facteurs ne mène pas nécessairement à une prévision exacte des résultats d'exploitation futurs. Nous pouvons prendre à l'occasion certaines mesures de gestion des risques qui peuvent influer sur cette sensibilité aux facteurs économiques.

2 Cette sensibilité est fondée sur une variation équivalente du prix des pétroles bruts WTI et North Sea Brent. En 2002, le prix moyen du WTI a été de 26,08 $ US/baril et celui du North Sea Brent de 24,98 $ US/baril.

3 La marge de craquage 3-2-1 au port de New York s'applique principalement aux marchés de l'Est du Canada.

4 Écart de prix entre les pétroles bruts de référence Edmonton Light (léger) et Bow River (lourd).

5 Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice de Petro-Canada.

Amont

Les activités d'amont de Petro-Canada sont diversifiées à la fois sur le plan du type de ressources et sur le plan géographique. Au Canada, nous avons trois secteurs d'activité d'amont principaux : le Pétrole extracôtier de la côte Est; les Sables pétrolifères du nord-est de l'Alberta; et le Gaz naturel nord-américain, qui comprend la production courante dans l'Ouest du Canada. À l'échelle internationale, à la suite d'une acquisition majeure d'éléments d'actif pétroliers et gaziers en 2002, nous sommes actifs dans trois régions principales : le nord-ouest de l'Europe; l'Afrique du Nord et le Proche-Orient; et le nord de l'Amérique latine.

Le portefeuille de Petro-Canada offre une assise pour la croissance à long terme dans les secteurs du pétrole brut et du gaz naturel. Nous visons une rentabilité supérieure et une croissance rentable. Notre stratégie combine des efforts pour atteindre un rendement d'exploitation du premier quartile et une discipline d'investissement stricte.

En 2002, le rendement d'exploitation du capital utilisé du secteur d'Amont de Petro-Canada était de 17,6 %, en baisse par rapport à 20,9 % en 2001, en raison d'une diminution des prix du gaz naturel et d'investissements additionnels en vue de la croissance future au Canada et à l'échelle internationale.

La production totale du secteur d'Amont en 2002 a été en moyenne de 244 900 barils par jour (b/j) de pétrole et de liquides et de 825 millions de pieds cubes par jour (pi³/j) de gaz naturel, ce qui équivaut à un record de 382 400 barils équivalent pétrole par jour (bep/j), soit près du double des 196 500 bep/j enregistrés en 2001. (Le gaz naturel est converti au taux de 6 000 pieds cubes pour un baril équivalent pétrole.) Le secteur Amont – Canada a apporté une contribution moyenne de 239 700 bep/j à la production de 2002 et le secteur Amont – International une contribution moyenne de 142 700 bep/j. À la fin de l'exercice 2002, les réserves prouvées totalisaient 1 290 millions de bep, en hausse de 57 % par rapport à l'exercice précédent. Les nouvelles réserves provenant des actifs internationaux nouvellement acquis, du forage à Hibernia et à Terra Nova et de la mise en valeur de la mine Aurora à Syncrude ont plus que compensé la production durant l'exercice. Au cours de 2002, les ingénieurs-conseils indépendants spécialistes des gisements de pétrole Sproule Associates Limited et DeGolyer and MacNaughton ont effectué des évaluations, des vérifications et des examens techniques des réserves d'hydrocarbures de Petro-Canada. Selon les résultats de ces travaux, nous avons déterminé que les estimations des réserves de la Société à la fin de l'exercice 2002 étaient raisonnables. De plus, PricewaterhouseCoopers s.r.l., à titre de vérificateur interne contractuel, a testé les processus de contrôle de gestion non techniques utilisés pour l'établissement des réserves canadiennes.

Production de pétrole et de gaz

La production a augmenté en raison de l'acquisition internationale, du démarrage de Terra Nova et d'une hausse des volumes tirés d'Hibernia.

■ Production du secteur d'Amont (en milliers de barils équivalent pétrole par jour)

La production de pétrole et de gaz naturel de Petro-Canada a presque double en 2002, atteignant le niveau record de 382 400 barils équivalent pétrole par jour.

Amont – Canada

Résultats financiers du secteur Amont – Canada

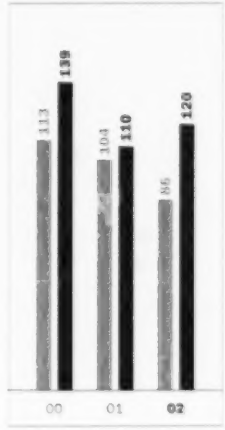
(en millions de dollars)	**2002**	2001	2000
Bénéfice d'exploitation	**689 $**	690 $	685 $
(Perte) gain à la vente d'éléments d'actif	**(1)**	29	113
Bénéfice net	**688 $**	719 $	798 $
Flux de trésorerie	**1 417 $**	1 125 $	1 460 $
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 281 $**	1 131 $	884 $
Total de l'actif	**5 922 $**	5 118 $	4 811 $

COMPARAISON ENTRE 2002 ET 2001

Le bénéfice d'exploitation en 2002 se situe à peu près au même niveau qu'en 2001, une augmentation de 251 millions $ des produits d'exploitation et une diminution de 19 millions $ des impôts sur le bénéfice ayant été compensées par une hausse de 48 millions $ des coûts d'exploitation, une augmentation de 140 millions $ des charges de dépréciation, d'épuisement et d'amortissement et une hausse de 52 millions $ des charges d'exploration. L'augmentation des produits d'exploitation reflète l'accroissement de la production de pétrole brut sur la côte Est du Canada, et est atténuée en partie par les prix plus faibles du gaz naturel. La production totale de pétrole brut et de liquides de gaz naturel tirée des activités canadiennes en 2002 a été en moyenne de 119 400 b/j, en hausse de 59 % par rapport à 75 100 b/j en 2001. L'augmentation est attribuable au démarrage de Terra Nova, qui a produit en moyenne 35 800 b/j, et à une amélioration de 6 400 b/j à Hibernia. La production de gaz naturel a été en moyenne de 722 millions de pi³/j, en hausse par rapport à 714 millions de pi³/j en 2001. Le prix moyen obtenu pour la production de pétrole brut et d'autres liquides du secteur Amont – Canada a été de 37,95 $/baril en 2002, comparativement à 37,24 $/baril un an auparavant. Les prix du gaz naturel canadien ont été en moyenne de 4,01 $ le millier de pi³, en baisse par rapport à 6,00 $ le millier de pi³ au cours de l'exercice précédent. L'augmentation des coûts d'exploitation et des charges de dépréciation, d'épuisement et d'amortissement reflète principalement le démarrage de Terra Nova.

Remplacement des réserves

Le taux de remplacement des réserves totales de pétrole classique et de gaz a augmenté en 2002.



■ Gaz naturel et liquides associés (en pourcentage)

■ Total – pétrole classique et gaz (en pourcentage)

– Ne tient pas compte des acquisitions ni des cessions.

– Ne comprend pas Syncrude ni MacKay River.

L'exercice 2002 a débuté avec un démarrage de calibre mondial à Terra Nova. Terra Nova et Hibernia ont tous deux dépassé les prévisions en matière de production.

La hausse des charges d'exploration est surtout attribuable aux activités de forage accrues dans le delta du Mackenzie et sur le Talus néo-écossais. Les impôts sur le bénéfice exigibles, qui ont une incidence sur les flux de trésorerie, ont diminué de 88 millions $ par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution est en partie reliée aux reports nets d'impôts sur le bénéfice exigibles, associés principalement au bénéfice de la société de personnes Pétrole et gaz Petro-Canada. Les reports d'impôts ont fait augmenter les impôts exigibles d'environ 50 millions $ en 2002, comparativement à une augmentation d'environ 100 millions $ en 2001.

Amont – Canada
Revue et perspectives

PÉTROLE DE LA CÔTE EST

Stratégie

Accroître à moyen terme les réserves et la production de façon rentable grâce à la mise en valeur de White Rose et à des extensions des gisements Terra Nova et Hibernia.

Rechercher des occasions d'exploration dans les eaux plus profondes et en grande partie inexplorées en marge des Grands Bancs.

Exécution de la stratégie

Notre quote-part de la production de pétrole sur la côte Est a plus que doublé pour atteindre 71 900 b/j en 2002, en raison du démarrage de la production à Terra Nova et de solides gains à Hibernia. Terra Nova a été mis en service le 20 janvier 2002 et la performance du système de production a été exceptionnelle tout au long de la première année d'exploitation. Le temps de disponibilité pour la production, en incluant un arrêt planifié pour maintenance d'une durée de trois semaines, a été de 86 %, taux exceptionnel pour une année de démarrage. En conséquence, la production pour l'exercice s'est élevée en moyenne à 105 400 b/j (35 800 b/j nets revenant à Petro-Canada), ce qui a été bien supérieur aux volumes prévus. Les coûts d'exploitation en 2002, qui ont été en moyenne de 4,25 $/baril, ne sont pas une bonne indication des coûts futurs puisqu'ils sont fondés sur une accumulation graduelle des volumes de production sur une période d'exploitation inférieure à une année complète et qu'ils tiennent compte de coûts non récurrents liés au démarrage et de l'arrêt pour maintenance de trois semaines. En 2003, nous prévoyons ramener les coûts d'exploitation à moins de 2,70 $/baril. Les activités à l'emplacement du champ Terra Nova en 2002 ont inclus le forage de cinq puits de production et d'injection.

La production tirée d'Hibernia en 2002 a atteint le niveau record de 180 500 b/j (36 100 b/j nets revenant à Petro-Canada), en hausse par rapport à 148 500 b/j (29 700 b/j nets revenant à Petro-Canada) au cours de l'exercice précédent, en dépit d'un arrêt planifié de deux semaines pour la maintenance de la plate-forme de production. Les coûts d'exploitation en 2002 ont été en moyenne de 2,16 $/baril, en baisse par rapport à 2,62 $/baril en 2001, l'amélioration unitaire étant surtout attribuable à l'augmentation du volume. Les activités de forage en 2002 ont permis d'ajouter huit puits.

Renforçant davantage notre position sur la côte Est en 2002, nous avons entrepris la mise en valeur du champ pétrolifère White Rose (Petro-Canada – participation de 27,5 %). Le projet comprend la construction d'un navire de production, de stockage et de déchargement ayant une capacité de production de 100 000 barils de pétrole par jour et un système de production sous-marin. Selon les plans de mise en valeur du champ, entre 19 et 21 puits permettront de récupérer un volume estimatif de 200 millions à 250 millions de barils de pétrole. Nous avons pu appliquer à la planification de White Rose l'expérience tirée de Terra Nova, ce qui atténue le risque et réduit l'incertitude. Petro-Canada estime les coûts bruts du projet jusqu'à la mise en production, y compris les coûts liés aux 10 premiers puits, à 2,3 milliards $.

Perspectives

Réserves ouvertes à la commercialisation en 2003

La production de pétrole brut classique de la côte Est devrait s'élever en moyenne à 78 000 b/j.

Plans de croissance

Prolonger la période de production stabilisée à Hibernia et à Terra Nova.

Achever la mise en valeur de White Rose d'ici la fin de 2005.

Évaluer les possibilités d'exploration dans la Flare Pass Channel.

Dépenses en immobilisations, prévisions en 2003

170 millions $ pour la mise en valeur du champ White Rose.

160 millions $ pour la poursuite des programmes de forage et de mise en valeur à Hibernia et à Terra Nova.

40 millions $ pour le forage d'exploration.

En plus de la mise en valeur de White Rose, notre croissance à moyen terme dans les Grands Bancs mettra l'accent sur des extensions de gisements existants et sur l'évaluation du raccordement sous-marin éventuel de découvertes et de zones d'intérêt de moindre importance aux installations d'Hibernia et de Terra Nova. Bien que le gisement Hibernia représente actuellement la plus grande partie des réserves et de la production associées au projet Hibernia, un important potentiel de réserves se trouve également dans la formation Ben Nevis Avalon. La qualité du grès de cette formation en tant que roche-réservoir n'atteint pas celle du prolifique gisement Hibernia, mais une portion substantielle du pétrole en place pourrait être économiquement accessible. Les résultats d'un puits d'évaluation foré vers la fin de 2002 pour déterminer l'étendue de la structure Ben Nevis Avalon sont toujours en cours d'examen et d'autres forages d'évaluation pourraient être nécessaires. À Terra Nova, où la mise en valeur se concentre actuellement sur les portions Graben et East Flank du gisement, nous continuons d'évaluer le potentiel du bloc Far East adjacent. Un premier puits dans le bloc Far East, foré en 2001,

Coûts d'exploitation et coûts indirects d'Hibernia

Les coûts d'exploitation et les coûts indirects par baril ont continué de diminuer.

* Coûts d'exploitation et coûts indirects unitaires en $ par baril

a traversé une zone pétrolifère productrice nette de 80 mètres dans les sables de la formation Jeanne d'Arc. Les résultats d'un deuxième puits de délimitation, complété vers la fin de 2002, sont actuellement analysés. Au moins un puits de délimitation est prévu pour 2003. Les plans en ce qui concerne White Rose prévoient une mise en production vers la fin de 2005 et une durée de vie du gisement de 10 à 12 ans. La production annuelle moyenne maximale devrait pouvoir se maintenir à 90 000 b/j (24 700 b/j nets revenant à Petro-Canada) pendant environ quatre ans.

Dans le cadre de nos travaux d'exploration régionaux, nous avons déterminé un certain nombre de zones d'intérêt dans le bassin de la Passe Flamande et le bassin Salar. Ces deux bassins sont situés à des profondeurs d'eau moyennes de 1 100 mètres et de 1 500 mètres respectivement, comparativement à des profondeurs d'eau de moins de 100 mètres dans le bassin Jeanne d'Arc, où ont eu lieu toutes les découvertes de pétrole importantes jusqu'ici. Au début de février 2003, nous avons entrepris le forage du puits Mizzen L-11 (Petro-Canada – participation directe de 33,34 %) dans la région de la Passe Flamande. Il s'agit du forage du premier de deux puits planifiés dans la région en 2003.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Stratégie

Continuer d'améliorer la fiabilité et la flexibilité d'une croissance à long terme rentable grâce à l'agrandissement de Syncrude

Obtenir la pleine valeur de la production en cas de bitume grâce à une mise en valeur progressive intégrée à notre efficience d'ensemble

Exécution de la stratégie

La construction réussie en 2002 de notre installation de mise en valeur *in situ* de 30 000 b/j à MacKay River (détenue à 100 % par Petro-Canada), conformément à l'échéancier et au budget établis, marque une étape importante de nos plans à long terme dans le secteur des sables pétrolifères. Le démarrage de l'installation a eu lieu vers la fin du troisième trimestre avec l'injection de vapeur dans le gisement, et une production initiale de bitume a été obtenue en novembre. Petro-Canada s'attend à ce que la production passe d'une moyenne de 9 400 b/j en décembre 2002 à la capacité de l'installation, soit 30 000 b/j, d'ici la fin de 2003. Nous croyons pouvoir soutenir la production à capacité sur une période de 25 ans. Le procédé de production à MacKay River fait appel au drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV), technologie que Petro-Canada a contribué à mettre au point, qui permet de récupérer de façon économique plus de 60 % du bitume en place. Le DGMV combine le forage horizontal et le procédé thermique d'injection de vapeur, qui consiste à injecter de la vapeur dans le puits supérieur d'une paire de puits horizontaux afin de mobiliser le bitume qui s'écoule ensuite vers le puits de production inférieur. La configuration initiale à MacKay River comprend 25 paires de puits horizontaux. L'eau servant à produire la vapeur provient de la nappe souterraine et son recyclage à plus de 90 % constitue une caractéristique clé de l'efficience environnementale de l'installation. Les dépenses en immobilisations totales à MacKay River ont atteint 274 millions $.

Grâce aux connaissances tirées de notre participation à un projet pilote de DGMV mené à une installation d'essai adjacente, nos risques techniques d'exploitation à MacKay River sont réduits. Il en résulte une grande rentabilité des capitaux, une confiance élevée à l'égard du gisement et des coûts d'exploitation plus faibles. Après l'achèvement d'une centrale de cogénération de 165 mégawatts que construit actuellement TransCanada Energy Limited, nous prévoyons que les coûts d'exploitation moyens de MacKay River seront d'environ 2,25 $ plus un millier de pi³ de gaz par baril, ce qui se situe parmi les coûts d'approvisionnement en pétrole brut lourd les plus bas au Canada. La centrale de cogénération, dont la mise en service est prévue vers la fin de 2003, fournira à MacKay River un approvisionnement sûr et à long terme en électricité et en vapeur à faibles coûts. De plus, elle permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre associées d'environ 50 % comparativement à la production d'une quantité équivalente de vapeur et d'électricité sans cogénération. La centrale appartiendra à TransCanada Energy mais elle sera exploitée dans le cadre du projet de MacKay River.

La quote-part de 12 % de Petro-Canada dans Syncrude, la plus grande exploitation de sables pétrolifères au monde, constitue une autre pierre angulaire de nos plans de croissance dans le secteur des sables pétrolifères. En 2002, la quote-part de la production de Syncrude revenant à Petro-Canada s'est chiffrée en moyenne à 27 500 b/j, en hausse par rapport à 26 800 b/j en 2001. La direction de Syncrude affecte des ressources additionnelles au traitement des problèmes de fiabilité non résolus, dans le but de réaliser le plein potentiel de production de Syncrude et de réduire les coûts d'exploitation. En 2002, les coûts d'exploitation unitaires ont été ramenés à 19,50 $/baril, comparativement à 19,91 $/baril au cours de l'exercice précédent. Un programme de maintenance planifié prolongé pendant l'été 2002 a eu une incidence sur les coûts unitaires.

Perspectives

En 2002, nous avons célébré le démarrage selon l'échéancier et le budget établis de l'installation d'exploitation de sables pétrolifères in situ *de MacKay River.*

Coûts d'exploitation et coûts indirects de Syncrude

La question de la fiabilité est en cours de résolution.

● Coûts d'exploitation et coûts indirects unitaires (en $ par baril)

À Syncrude, des travaux d'ingénierie et de construction sont en cours relativement à la troisième phase d'un programme d'agrandissement en plusieurs phases. La phase 3 prévoit une deuxième mine sur le site Aurora et un agrandissement des installations de valorisation. Cette phase devrait accroître la capacité de production de 100 000 b/j pour la porter à un total de 360 000 b/j (plus de 43 000 b/j nets revenant à Petro-Canada) d'ici 2005.

Nous prévoyons qu'au cours de la prochaine décennie, dans un contexte réglementaire approprié face aux questions environnementales, y compris le Protocole de Kyoto, les sables pétrolifères seront un important moteur de croissance pour Petro-Canada. Avec des participations dans environ 300 000 acres nettes de concessions de sables pétrolifères qui pourraient se prêter à une mise en valeur *in situ*, nous sommes bien positionnés pour tirer parti de cette occasion de croissance.

Petro-Canada demeure l'un des producteurs de gaz naturel les plus rentables dans l'Ouest du Canada grâce à des coûts d'exploitation et à des coûts de découverte et de mise en valeur très concurrentiels.

L'achèvement du projet de MacKay River a été la première étape de la création d'un système de production et de raffinage de bitume à grande échelle entièrement intégré. Notre prochaine étape sera un deuxième projet *in situ* à Meadow Creek (appartenant à 75 % à Petro-Canada), à 45 kilomètres au sud de Fort McMurray. Meadow Creek aura une capacité de production de bitume de 80 000 b/j, soit plus de deux fois celle de MacKay River. Des évaluations sismiques et des forages de délimitation exhaustifs sur la propriété ont confirmé la présence d'importantes ressources en bitume. La propriété est bien située le long de corridors d'infrastructure existants. La mise en valeur pourrait débuter vers la fin de 2004 en vue d'une production initiale vers la fin de 2007, ce qui nous donnera le temps d'optimiser l'installation de MacKay River et d'intégrer notre expérience à la conception et aux plans de Meadow Creek.

Le démarrage à Meadow Creek coïncidera avec la première phase d'un important projet de conversion qui permettra à la raffinerie d'Edmonton de substituer du bitume au pétrole brut léger qu'elle utilise actuellement comme charge d'alimentation. La conversion initiale procurera une capacité de valorisation et de raffinage d'environ 85 000 b/j de bitume. À une date ultérieure, nous prévoyons construire une troisième installation *in situ* et doubler la capacité de traitement de bitume à la raffinerie d'Edmonton. La mise en œuvre complète de notre stratégie d'exploitation intégrée des sables pétrolifères pourrait porter la production de bitume à 170 000 b/j d'ici 2012. L'intégration de la production de bitume à son raffinage procure une protection considérable contre les fluctuations des prix du pétrole lourd, élimine les risques associés à la commercialisation du bitume et procure à Petro-Canada un avantage concurrentiel par rapport aux producteurs de bitume non intégrés. Notre approche progressive quant à ces projets exigeants en investissements facilitera la gestion des coûts, tout en nous permettant de profiter de l'évolution de la technologie.

Notre demande relative au projet de Meadow Creek est en cours d'examen. L'approbation réglementaire du projet de conversion de l'alimentation de la raffinerie d'Edmonton est prévue pour le début de 2003. La décision d'entreprendre ces projets sera prise, dans chaque cas, uniquement à la suite de l'obtention des approbations réglementaires et d'évaluations économiques continues, surtout en ce qui a trait à l'impact du plan d'application du Protocole de Kyoto qui sera présenté par le gouvernement fédéral. Bien que les deux paliers de gouvernement, fédéral et provincial, aient déclaré que les avenues de développement économique liées aux sables pétrolifères devaient être maintenues, Petro-Canada cherche à obtenir davantage de certitude quant aux dispositions spécifiques visant l'application du Protocole de Kyoto et à ses effets sur l'économie.

GAZ NATUREL NORD-AMÉRICAIN

Stratégie

Exécution de la stratégie

La production de gaz naturel s'est élevée en moyenne à 722 millions de pi³/j en 2002, en hausse par rapport à 714 millions de pi³/j en 2001, les volumes additionnels tirés des projets de mise en valeur en cours et le moins grand nombre d'arrêts pour maintenance dans les usines à gaz ayant plus que compensé l'épuisement naturel. Les prix obtenus pour le gaz naturel ont été en moyenne de 4,01 $ le millier de pi³, en baisse de 33 % par rapport à l'exercice précédent, en raison de la faiblesse des marchés durant une bonne partie de l'année. Notre production de pétrole brut classique et de liquides de gaz naturel dans l'Ouest du Canada a été en moyenne de 18 900 b/j, en hausse par rapport à 18 600 b/j en 2001. Les coûts d'exploitation et les coûts indirects en 2002 ont été de 0,57 $ le millier de pi³ équivalent gaz, en baisse par rapport à 0,60 $ le millier de pi³ équivalent gaz au cours de l'exercice précédent, ce qui reflète en partie les arrêts pour maintenance moins nombreux.

Le forage d'exploration et de mise en valeur dans l'Ouest du Canada s'est traduit par 351 puits fructueux, ce qui représente un taux de réussite de 93 %. À la fin de l'exercice 2002, les réserves prouvées de gaz

naturel de Petro-Canada dans l'Ouest du Canada totalisaient 2 181 milliards de pi³, comparativement à 2 228 milliards de pi³ à la fin de 2001. Les réserves prouvées de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, à 55 millions de barils, ont augmenté par rapport à 54 millions de barils un an auparavant. Des activités d'exploration et de mise en valeur réussies ont permis d'ajouter 247 milliards de pi³ équivalent gaz de gaz naturel et de liquides associés aux réserves prouvées, remplaçant 86 % de la production de 2002. L'insuffisance par rapport à notre objectif de remplacement intégral des réserves reflète notre accent sur la rentabilité et la difficulté d'ajouter des réserves rentables dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, qui est de plus en plus mature. Grâce à une discipline d'investissement rigoureuse, nos coûts de découverte et de mise en valeur moyens sur trois ans pour le gaz naturel et les liquides associés sont demeurés hautement concurrentiels, atteignant 1,39 $ le millier de pi³ équivalent gaz.

Le succès de nos activités gazières ces dernières années est le résultat d'une stratégie d'exploitation dans nos trois régions principales – les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud-est de l'Alberta – surtout les avant-monts, où nous avons acquis de solides compétences techniques dans la découverte, la mise en valeur et l'exploitation de gaz acide profond. Dans la seule région de Wildcat Hills, la mise à profit de cette expertise au cours des cinq dernières années a permis de forer 50 puits fructueux et d'augmenter de plus de 300 % la production dans la région. Les forages fructueux en 2002 ont inclus celui du puits Wildcat Hills 8-32, le meilleur puits que nous ayons eu dans cette région. Ce puits vertical traverse une zone productrice nette de 194 mètres et est actuellement en service à un taux de 20 millions de pi³/j.

Dans la région riche en gaz peu profond de Medicine Hat, dans le sud de l'Alberta, nous avons mené à bien notre premier programme de forage hivernal, qui s'est poursuivi durant les mois d'été et s'est soldé par 271 puits bruts (164 puits nets) fructueux. Reflétant le succès de ce programme de mise en valeur continue, la production tirée de la région est passée à 68 millions de pi³/j vers la fin de l'exercice.

Pour la croissance à plus long terme, nous continuons de rechercher des occasions dans les régions pionnières. Au début de 2002, un programme d'exploration dynamique dans le delta du Mackenzie a été récompensé par une importante découverte de gaz naturel. Lors d'essais, le puits Tuk M-18 (Petro-Canada – participation de 50 %) a produit à des taux restreints atteignant 30 millions de pi³/j et on estime que le puits peut atteindre une productivité soutenue de 60 à 80 millions de pi³/j. Les réserves récupérables estimatives de gaz du champ sont de l'ordre de 200 à 300 milliards de pi³. Le puits Tuk M-18 est l'un des trois puits forés au cours de l'hiver 2001-2002; les deux autres puits étaient secs et ont été abandonnés. Au large de la Nouvelle-Écosse, nous avons participé au puits d'exploration Newburn H-23 (Petro-Canada – participation de 43 %) sur le Talus néo-écossais, qui est le cinquième puits d'essai seulement foré par l'industrie dans cette zone d'intérêt en eau profonde. Le puits contenait des quantités non commerciales de gaz.

En Alaska, où nos activités se concentrent dans la région des avant-monts située au nord de la chaîne de montagnes Brooks, une étude géologique sur le terrain a confirmé que la géologie et la prospectivité de la région étaient semblables à celles des avant-monts de l'Alberta, où Petro-Canada a développé une expertise poussée et obtenu beaucoup de succès dans la découverte de gaz. À la fin de l'exercice, nous détenions des intérêts de 100 % dans plus de 400 000 acres. Même s'il est peu probable que la région soit desservie par un pipeline avant un certain temps, les concessions de Petro-Canada se trouvent à proximité du tracé proposé d'un pipeline vers les marchés méridionaux.

Perspectives

Nos plans pour le delta du Mackenzie en 2003 prévoient le forage d'au moins un puits d'exploration qui permettra de tester le même type de structure que le fructueux puits Tuk M-18. En janvier 2002, le groupe des producteurs du delta du Mackenzie, sous la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée, a mené à bien des études de faisabilité préliminaires au sujet de la construction d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie et a commencé à préparer des demandes d'approbation réglementaire. En juillet, le groupe a demandé des engagements non exécutoires. Petro-Canada a pris des engagements à l'égard de 30 millions de pi³/j provenant de sa quote-part du champ gazéifère Tuk. Étant donné la nature à long terme du développement dans l'Arctique, ainsi que les longs processus d'examen et d'approbation réglementaires auxquels on s'attend, il est peu probable qu'un pipeline vers les marchés méridionaux soit mis en place avant la fin de la décennie. Au large de la Nouvelle-Écosse, nous prévoyons effectuer un sondage sismique tridimensionnel dans d'autres périmètres d'exploration pour lesquels nous détenons des permis, ce qui pourrait mener au forage d'un puits d'exploration en 2005.

Coûts d'exploitation et coûts indirects dans l'Ouest du Canada

Les coûts unitaires ont légèrement diminué par rapport à l'exercice précédent.

* Coûts d'exploitation et coûts indirects unitaires *(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)*

– Comprend le gaz, le pétrole classique et les liquides de l'Ouest du Canada.

Coûts de découverte et de mise en valeur du gaz naturel et des liquides associés dans l'Ouest du Canada

Les coûts de découverte et de mise en valeur sont demeurés concurrentiels malgré une hausse des coûts des services et des approvisionnements.

* Gaz naturel *(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)*

– Moyenne mobile sur trois ans pour les réserves prouvées.

– Ne tient pas compte des acquisitions ni des cessions.

Amont – International

Résultats financiers du secteur Amont – International

(en millions de dollars)	2002	2001	2000
Bénéfice (perte) d'exploitation	**225 $**	(27) $	19 $
Perte à la vente d'éléments d'actif	**–**	–	(41)
Bénéfice net (perte nette)	**225 $**	(27) $	(22) $
Flux de trésorerie	**583 $**	27 $	78 $
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**221 $**	153 $	43 $
Total de l'actif	**3 544 $**	186 $	148 $

Le secteur International est un nouveau secteur d'activité principal qui a généré 25 % du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie de Petro-Canada au cours du deuxième semestre de 2002.

L'amélioration substantielle des résultats financiers en 2002 reflète l'incidence d'une importante acquisition, finalisée le 2 mai 2002. En 2001, les activités internationales se limitaient à des activités de faible envergure en Algérie, en Libye et en Tunisie.

La production tirée des activités internationales en 2002, normalisée sur l'exercice complet, a représenté 142 700 bep/j. La production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel a été en moyenne de 125 500 b/j, et celle de gaz naturel de 103 millions de pi³/j. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut et les liquides du secteur Amont – International a été de 39,53 $/baril, et le prix moyen obtenu pour le gaz naturel de ce secteur a été de 4,52 $/millier de pi³.

Amont – International
Revue et perspectives

Stratégie

- Exploiter les réserves existantes et réaliser de nouvelles possibilités d'exploration et de mise en valeur au moyen, entre autres, des relations, des compétences et de l'infrastructure actuelles.
- Établir un important portefeuille de propriétés présentant des possibilités de croissance, bien équilibré sur le plan du risque technique et du rendement économique.

Exécution de la stratégie

Petro-Canada a obtenu une nouvelle assise pour sa croissance à plus long terme le 2 mai 2002 en faisant l'acquisition d'importantes activités pétrolières et gazières internationales, qui ont contribué à une augmentation immédiate et substantielle du bénéfice. En plus d'améliorer notre position en Afrique du Nord et au Proche-Orient, région qui présente un potentiel sous-développé considérable, les nouvelles propriétés internationales ont permis à Petro-Canada de s'implanter solidement dans la région très rentable de la mer du Nord et la région à fort potentiel du nord de l'Amérique latine. L'intégration des nouvelles activités était essentiellement achevée avant la fin de l'exercice 2002. Des droits de premier refus ont été exercés par des tierces parties en ce qui a trait à des éléments d'actif situés en Norvège et en Égypte.

Du 2 mai au 31 décembre 2002, la production tirée des éléments d'actif acquis a été en moyenne de 210 000 bep/j, sous l'impulsion de l'achèvement de projets de mise en valeur au Royaume-Uni et à Trinité.

Nord-ouest de l'Europe

Dans le nord-ouest de l'Europe, notre production provient des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord et nos programmes d'exploration s'étendent jusqu'au Danemark et aux îles Féroé. Dans le secteur britannique, les activités de Petro-Canada sont centrées autour d'infrastructures existantes, principalement la plate-forme Scott dans le Outer Moray Firth et le navire de production, de stockage et de déchargement Triton, situé plus au sud dans la partie centrale de la mer du Nord, à 190 kilomètres à l'est d'Aberdeen. Nous détenons des participations dans les champs pétrolifères Scott et Telford, les champs pétrolifères Guillemot West et Northwest et le champ pétrolifère Bittern. Les champs Guillemot et Bittern sont raccordés à l'installation Triton. La production du secteur néerlandais comprend du gaz naturel provenant des blocs L8b et L5c et du pétrole provenant du champ Hanze, qui est exploité par Petro-Canada. Au cours des huit derniers mois de 2002, la quote-part de la production des propriétés du nord-ouest de l'Europe revenant à Petro-Canada s'est élevée en moyenne à 40 500 b/j de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et à 89,5 millions de pi³/j de gaz naturel.

Les activités dans la mer du Nord en 2002 ont porté notamment sur le raccordement à l'installation Triton d'un nouveau satellite sous-marin faisant partie de l'extension ouest du champ pétrolifère Guillemot West. Ce projet, qui vient ajouter une production initiale de 18 000 barils de pétrole par jour nets revenant à Petro-Canada, est caractéristique des occasions d'investissements rentables que nous recherchons dans la mer du Nord. Les résultats de forage qui offrent des possibilités de mise en valeur incluent un puits d'évaluation fructueux à Clapham (Petro-Canada – participation directe de 100 %) dans le secteur britannique de la mer du Nord et une découverte de gaz dans le bloc L5b (Petro-Canada – participation directe de 30 %) dans le secteur néerlandais.

Afrique du Nord et Proche-Orient

Dans la région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient, qui procure la plus grande partie de la production internationale de Petro-Canada, notre

position antérieurement limitée en Algérie, en Libye et en Tunisie s'est considérablement élargie avec l'ajout de nouvelles participations en Syrie, en Libye et au Kazakhstan. En Syrie, les participations de Petro-Canada dans trois contrats de partage de la production sont regroupées dans le cadre d'une coentreprise, Al Furat Petroleum Company (AFPC), qui assure environ 55 % de la production syrienne. Notre quote-part de la production durant la période du 2 mai au 31 décembre 2002 a été en moyenne de 107 200 bep/j. Afin de mettre l'accent sur la récupération améliorée dans les champs existants, AFPC a établi un centre d'études techniques qui se spécialise dans l'étude intégrée des plus récentes technologies, y compris le forage sous-équilibré, la sismique quadridimensionnelle et la stratigraphie sismique à haute résolution.

En Libye, Petro-Canada est l'un des principaux producteurs et est bien positionnée pour jouer un rôle important dans le cadre des efforts déployés par le pays pour accroître les réserves et la production. Notre principal actif consiste en une participation de 49 % dans une coentreprise avec la Société nationale du pétrole (SNP), qui chapeaute les opérations de plus de 20 champs. Au cours des huit derniers mois de 2002, notre quote-part de la production a été en moyenne de 43 400 barils de pétrole par jour. La mise en valeur de deux gisements pétrolifères dans le bloc En Naga en vertu d'une entente de partage de la production distincte conclue avec la SNP était presque achevée à la fin de 2002. Ce projet (Petro-Canada – participation directe de 50 %) devrait être mis en service en 2003 à un taux annuel moyen de production de 6 800 b/j. La Libye est membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Dans ce contexte, la production dans ce pays peut être restreinte de temps à autre en raison des quotas imposés par l'OPEP.

Au Kazakhstan, une production initiale a été obtenue d'un petit champ pétrolifère de la concession Temir (Petro-Canada – participation directe de 40 %) au cours du deuxième semestre de 2002. Au début de 2003, à la suite de l'achèvement d'une installation de production centrale, nous prévoyons que la production atteindra progressivement la capacité de 12 000 b/j (4 800 b/j nets revenant à Petro-Canada).

Nord de l'Amérique latine

Les participations de Petro-Canada dans le nord de l'Amérique latine portent surtout sur du gaz naturel à Trinité et du pétrole brut au Venezuela. À Trinité, nous détenons une participation directe de 17,3 % dans le projet gazier extracôtier North Coast Marine Area-1 (NCMA-1). En août 2002, le NCMA-1 a obtenu une première production de la mise en valeur initiale des champs de gaz naturel Hibiscus, Poinsettia et Chaconia. Le programme de 2002 a notamment porté sur la mise en service de la plate-forme de production Hibiscus et sur le forage de puits de production. Notre quote-part de la production depuis le démarrage jusqu'à la fin de 2002 s'est élevée en moyenne à 32 millions de pi³/j. La production est livrée à l'installation d'Atlantic LNG à Point Fortin en vue de sa liquéfaction et de sa vente sur les marchés des États-Unis.

Vers la fin de 2002, Petro-Canada a mené à bien l'acquisition d'une participation directe de 50 % dans le bloc La Ceiba, le long de la rive orientale du lac Maracaibo, au Venezuela. Cette propriété était initialement exclue de l'acquisition de Veba en attendant la résolution de droits préférentiels d'acquisition. On continue d'évaluer la mise en valeur commerciale des découvertes dans le bloc. Un droit de premier refus relatif aux participations de Veba dans le champ de pétrole lourd Cerro Negro, au Venezuela, n'était toujours pas résolu à la fin de l'exercice.

Notre acquisition internationale établit une assise pour la croissance à plus long terme.

Perspectives

Dans le nord-ouest de l'Europe, notre principale stratégie consiste à explorer et à mettre en valeur de façon ciblée des occasions à faible risque dans la mer du Nord, centrées sur les infrastructures existantes. Bien que la région soit une zone parvenue à maturité, même les projets de mise en valeur de moins grande envergure sont intéressants. Nous mettons l'accent sur la mise en valeur à coûts peu élevés de gisements de faible et de moyenne importance pouvant être mis en production rapidement. Nos plans visent notamment à élargir notre portefeuille d'exploration actuellement restreint en mettant l'accent sur l'obtention de concessions en qualité d'exploitant ou de participations directes élevées.

Notre objectif est de soutenir une production rentable à moyen terme. À court terme, nous mettons l'accent notamment sur la mise en valeur d'une découverte de gaz dans le bloc L5b dans le secteur néerlandais, où une production initiale est attendue au début de 2004 à un taux prévu de 12 millions de pi³/j. Au Royaume-Uni, les plans de mise en valeur du

champ Clapham comprennent le forage de deux puits de production et de deux puits d'injection, de même que le raccordement à l'installation Triton. La production tirée de ce nouveau champ devrait atteindre rapidement le taux maximum prévu de 15 000 bep/j en 2004.

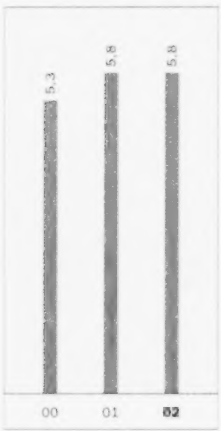
En Afrique du Nord et au Proche-Orient, notre stratégie consiste à exploiter le vaste potentiel des réserves non mises en valeur dans cette région. En Syrie, l'objectif à court terme d'AFPC est de soutenir une production brute au niveau de 300 000 bep/j pendant encore quelques années. À plus long terme, nous évaluons des possibilités d'exploration. En Libye, nous voyons une occasion d'avenir dans l'application d'une technologie moderne pour améliorer davantage la récupération des réserves.

Dans le nord de l'Amérique latine, nos attentes sur le plan de la croissance de la production reposent actuellement sur Trinité, où Atlantic LNG construit un train de production additionnel qui servira au projet NCMA-1. Nous prévoyons que lorsque le train entrera en service au milieu de 2003, notre quote-part de la production passera à 60 millions de pi³/j. À plus long terme, nous recherchons de nouvelles occasions d'exploration.

Aval

Coûts d'exploitation, de commercialisation et d'administration du secteur d'Aval

Les coûts par litre sont restés inchangés par rapport à 2001.



* Coûts d'exploitation, de commercialisation et d'administration unitaires *(en cents par litre)*

Résultats financiers du secteur d'Aval

(en millions de dollars)	**2002**	2001	2000
Bénéfice d'exploitation	**254 $**	300 $	273 $
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**3**	1	(1)
Bénéfice net	**257 $**	301 $	272 $
Flux de trésorerie	**380 $**	589 $	434 $
Dépenses en immobilisations corporelles	**344 $**	383 $	264 $
Total de l'actif	**3 841 $**	3 556 $	3 609 $

COMPARAISON ENTRE 2002 ET 2001

Un rendement d'exploitation robuste dans l'ensemble du secteur d'Aval en 2002 nous a permis d'obtenir de solides résultats dans une conjoncture économique difficile. Les ventes totales de produits raffinés, soutenues par une augmentation des ventes au détail de carburants et des ventes de bitume, sont passées à un niveau record de 55 700 mètres cubes par jour (m³/j) par rapport à 54 500 m³/j en 2001. Malgré des hausses des coûts des charges d'alimentation, l'apport des Lubrifiants au bénéfice a considérablement augmenté, surtout en raison d'un accroissement des ventes dans les circuits à marges élevées. En dépit des améliorations du rendement d'exploitation, le bénéfice net du secteur d'Aval a reculé, surtout en raison des effets défavorables sur les activités de raffinage et d'approvisionnement de marges de raffinage plus faibles, en particulier sur les distillats, et d'écarts de prix moins prononcés entre les pétroles bruts léger et lourd. Le rendement d'exploitation du capital utilisé du secteur d'Aval a diminué pour les mêmes raisons, s'établissant à 10,8 % en 2002 comparativement à 13,3 % en 2001. Les coûts unitaires du secteur d'Aval pour l'exploitation, la commercialisation et l'administration, à 5,8 cents par litre, n'ont pas changé par rapport à 2001. Les impôts sur le bénéfice exigibles, qui ont une incidence sur les flux de trésorerie, ont augmenté, passant à 242 millions $ en 2002 comparativement à 90 millions $ au cours de l'exercice précédent, surtout en raison du report net d'impôts exigibles résultant de la méthode de comptabilisation des stocks prescrite aux fins de l'impôt. Cette méthode a donné lieu à une augmentation de 85 millions $ des impôts exigibles en 2002, comparativement à une réduction de 98 millions $ en 2001.

Les initiatives d'amélioration de la rentabilité portent fruit dans le secteur d'Aval.

Aval
Revue et perspectives

Stratégie

Générer des rendements supérieurs en mettant l'accent sur des résultats de raffinage du premier quartile, en renforçant la réputation de Petro-Canada comme marque de choix des consommateurs d'essence canadiens et en augmentant les ventes de lubrifiants spéciaux à marges élevées.

Les stratégies d'exploitation visent avant tout à renforcer les fondements d'une rentabilité améliorée grâce à un investissement efficace du capital et à une gestion disciplinée des facteurs contrôlables. Nous visons un rendement du capital utilisé d'au moins 12 %, basé sur une conjoncture économique normalisée. Les trois raffineries de Petro-Canada, situées de façon stratégique dans les importants marchés que sont l'Alberta (Edmonton), l'Ontario (Oakville) et le Québec (Montréal), représentent environ 17 % de la capacité de raffinage totale du Canada. Les raffineries et l'usine de lubrifiants bénéficient déjà des mesures de restructuration et de planification mises en œuvre au cours des deux dernières années. Une restructuration du groupe Ventes et marketing au cours de 2002 a permis d'améliorer davantage la structure de coûts et fait partie des efforts visant un rendement du premier quartile dans le secteur d'Aval.

Exécution de la stratégie

En 2002, nos trois raffineries ont fonctionné à pleine capacité, traitant un volume moyen record de 50 400 m³/j de pétrole brut, ce qui représente une augmentation de 6 % par rapport aux volumes de 2001. Une fiabilité améliorée des installations a été le fer de lance de l'amélioration. Le taux d'utilisation de la capacité totale de traitement de brut a été de 101 %, comparativement à 96 % en 2001. En vue d'optimiser les activités et les méthodes de maintenance, nous avons mis en œuvre les meilleures pratiques de Solomon & Associates. Dans le cadre des efforts pour réduire à la fois les coûts et les émissions de gaz à effet de serre, Petro-Canada s'est engagée à réduire la consommation d'énergie d'au moins un pour cent par année en moyenne jusqu'en 2005.

La capacité qu'ont les raffineries d'Oakville et de Montréal de traiter du pétrole lourd nous permet de réduire les coûts d'alimentation tout en nous offrant une position avantageuse sur les marchés du bitume dans l'Est du Canada. En 2002, le bitume produit à partir de ces pétroles lourds a atteint un volume record de 1,6 milliard de litres; cependant, l'avantage financier a été atténué par les faibles marges dans l'industrie.

En 2002, des modifications ont été achevées à la raffinerie d'Oakville en vue de réduire la teneur en soufre de l'essence à une moyenne de 150 parties par million (ppm) pour l'ensemble des lots d'essence, comme l'exige le gouvernement fédéral. La construction d'unités de désulfuration pour respecter la limite réglementaire de 30 ppm pour l'essence d'ici 2005 a débuté aux raffineries d'Edmonton et de Montréal. Les travaux d'ingénierie portant sur la mise au point d'une solution technique pour la réduction du soufre jusqu'à 30 ppm à Oakville sont en cours. Nous prévoyons respecter les dates limites fixées par le gouvernement pour l'application de la réglementation en matière d'essence à faible teneur en soufre.

Dans le groupe Ventes et marketing, le débit moyen enregistré dans le réseau de 1 537 établissements de ventes au détail de Petro-Canada a été de 4,1 millions de litres par établissement, comparativement à 3,8 millions de litres en 2001. L'amélioration reflète le succès des établissements convertis à la nouvelle image, qui enregistrent des débits moyens annuels supérieurs à sept millions de litres. L'application accélérée du programme de conversion à la nouvelle image nous a permis de tirer parti de cet avantage de taille sur le marché.

La nouvelle image des établissements de détail et des programmes de vente et de commercialisation efficaces ont entraîné une croissance substantielle des ventes de produits et de services non pétroliers. Les ventes des dépanneurs ont augmenté de 30 % en 2002 par rapport à 2001 et ont connu une hausse de plus de 150 % depuis 1998. En reconnaissance de la qualité et du succès de ses dépanneurs, Petro-Canada a été nommée Chaîne de dépanneurs de l'année 2002 par l'importante revue spécialisée américaine *Convenience Store Decisions*. Ce prix souligne une performance exceptionnelle pour chacun des huit aspects mesurés : qualité des produits; service à la clientèle; innovation en matière de commercialisation; efficacité sur le plan de l'exploitation; efficacité de la gestion; engagement au sein des collectivités; mise en valeur de l'image; et résultats en matière de ventes et de bénéfices. C'est la première fois qu'un détaillant non américain remporte ce prix considéré comme le plus prestigieux de l'industrie nord-américaine des dépanneurs.

Parmi les réalisations de plus en plus importantes de Petro-Canada dans le secteur des ventes et de la commercialisation au détail, on compte aussi le nombre grandissant de participants au programme Petro-Points, le programme de fidélisation de la clientèle exclusif de Petro-Canada. À la fin de 2002, environ 6,6 millions de ménages canadiens étaient membres du programme Petro-Points, soit 20 % de plus qu'un an auparavant. L'importante augmentation des adhésions est stimulée par les améliorations continues apportées au programme, notamment la mise en œuvre de l'échange de points avec le programme des Services financiers le Choix du Président et l'acceptation des cartes de crédit Sears, qui vient compléter l'échange de points existant avec le programme de points Sears. La nouvelle Carte Prépayée de Petro-Canada, qui peut servir à l'achat de tout produit ou service aux établissements Petro-Canada partout au pays, s'avère aussi un produit précieux et constitue une option de récompense supplémentaire pour les membres Petro-Points. La Carte Prépayée est la première carte du genre à être offerte par une grande société pétrolière et gazière canadienne.

Dans le circuit des ventes en gros, des initiatives stratégiques clés ont été mises en œuvre, chacune dans le but de maintenir notre position de premier de classe. Le réseau Petro-Pass, qui compte 208 relais routiers, est le principal distributeur national de carburant dans le segment des transports routiers commerciaux au Canada. Les établissements Petro-Pass offrent un accès jour et nuit à des distributeurs rapides qui accélèrent le ravitaillement, ainsi qu'une gamme de services améliorés répondant aux besoins de l'industrie du camionnage. En 2002, nous nous sommes concentrés sur l'amélioration de notre position de chef de file grâce à une expansion du réseau et à la conversion d'établissements de ventes en gros à notre nouvelle image s'inspirant du concept réussi dans le circuit des ventes au détail. Du côté des produits pétroliers en vrac, une nouvelle technologie logistique a été mise en œuvre et des regroupements ont été effectués afin d'améliorer davantage l'efficacité de notre réseau.

Dans le groupe des Lubrifiants, notre stratégie est centrée sur l'accroissement du volume dans les circuits à marges élevées. Petro-Canada est reconnue à l'échelle internationale pour sa technologie de pointe de fabrication d'huiles de base, qui est le résultat de plus de 20 années de travail innovateur. L'usine de lubrifiants fabrique des produits hydrotraités de la

Utilisation des raffineries

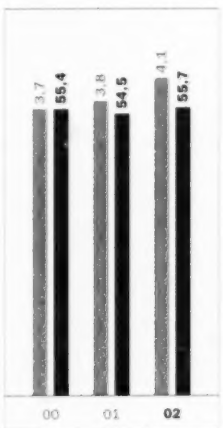
Le taux d'utilisation des raffineries a augmenté, traduisant l'exploitation fiable continue des raffineries de la Société.

- Utilisation de la capacité de traitement de brut *(en pourcentage)*

– Nous avons augmenté la capacité nominale de traitement de brut de nos raffineries en 2001, à la suite d'améliorations apportées aux procédés.

Ventes de produits

Les ventes totales du secteur d'Aval et les ventes par établissement de détail ont continué d'augmenter en 2002.



- Débit par établissement de détail *(en millions de litres par année)*
- Ventes de produits pétroliers *(en milliers de mètres cubes par jour)*

plus grande qualité, de même que des huiles blanches de qualité pharmaceutique et des huiles à indice de viscosité élevé à faibles coûts. Les produits comprennent aussi des lubrifiants de première qualité destinés à des applications industrielles de pointe, ainsi que des huiles moteurs et des fluides pour transmission de nouvelle génération. En 2002, les ventes du groupe des Lubrifiants ont totalisé 768 millions de litres, en hausse de plus de 3 % par rapport à des volumes de ventes de 744 millions de litres en 2001, ce qui reflète la forte croissance des ventes d'huiles de base à valeur plus élevée et des ventes dans le circuit automobile. Au total, les ventes dans les catégories à marges élevées ont augmenté de 10 % et représentent maintenant plus de 60 % des ventes totales des Lubrifiants.

Perspectives

Plans d'amélioration de la rentabilité :

- Maximiser la fiabilité des installations des raffineries.
- Accroître la valeur des produits tirés des charges d'alimentation des raffineries.
- Réaliser des réductions accrues des coûts d'exploitation.
- Poursuivre la mise en œuvre du programme de conversion des établissements de détail à la nouvelle image et en maximiser les avantages.
- Tirer parti de la demande croissante d'huiles de base de plus grande qualité.

Dépenses en immobilisations planifiées en 2003 :

- 360 millions $ pour le groupe Raffinage et approvisionnement.
- 125 millions $ pour le groupe Ventes et marketing.
- 15 millions $ pour le groupe des Lubrifiants.

Les dépenses en immobilisations prévues pour 2003 visent à positionner Petro-Canada en vue d'une rentabilité continue tout en atténuant l'incidence de ses activités et de ses produits sur l'environnement. Les dépenses dans le groupe Raffinage et approvisionnement porteront principalement sur les reconfigurations dans les raffineries en vue de respecter les nouvelles restrictions relatives au soufre dans l'essence. Les dépenses dans le groupe Ventes et marketing prévoient la poursuite du programme de conversion des stations-service à la nouvelle image de Petro-Canada, qui connaît un grand succès, et l'expansion continue du réseau Petro-Pass. À la fin de l'exercice 2002, nous avions réalisé environ 70 % du programme de conversion des établissements de détail à la nouvelle image, qui se concentre exclusivement sur la conversion des établissements contrôlés par la Société répondant à des critères de rendement économique. L'objectif est de parachever la réalisation du programme d'ici la fin de 2005.

À l'heure actuelle, Petro-Canada vend à l'extérieur du Canada plus des deux tiers des quelque 350 lubrifiants, fluides spécialisés et graisses que la Société produit, et la demande mondiale à la hausse d'huiles de base de qualité supérieure représente d'importantes occasions de croissance à long terme. Avec le renforcement des normes en matière de performance et de protection de l'environnement, la demande de produits finis et de fluides de base Petro-Canada devrait continuer d'augmenter. L'objectif des Lubrifiants d'ici 2005 est de réaliser plus de 75 % des ventes totales dans le circuit des produits à marges plus élevées.

Services partagés

Résultats financiers des Services partagés

(en millions de dollars)	**2002**	2001	2000
Charges nettes liées à l'exploitation [1]	**(144) $**	(51) $	(98) $
Perte à la conversion de devises	**(52)**	(96)	(53)
Charges nettes [1]	**(196) $**	(147) $	(151) $
Flux de trésorerie [1]	**(104) $**	(53) $	(67) $

1 Avant les frais de restructuration en 2000.

COMPARAISON ENTRE 2002 ET 2001

Les Services partagés sont structurés comme un centre de coûts qui englobe les revenus de placement, les intérêts débiteurs, la conversion de devises ainsi que les produits et les charges d'ordre général de la Société. L'augmentation des charges nettes en 2002 reflète une baisse des revenus de placement et autres produits et une hausse des intérêts débiteurs, qui sont reliées dans les deux cas au financement de l'acquisition de Veba et qui sont annulées en partie par une diminution des pertes à la conversion de devises.

La perte à la conversion de devises de 52 millions $ en 2002 comprend une perte de 63 millions $ reliée à la conversion des états financiers des filiales internationales. Avec prise d'effet le 1er janvier 2003, Petro-Canada a commencé à exploiter le secteur Amont – International sur une base autonome. Par conséquent, la Société a modifié prospectivement la façon dont elle comptabilise la conversion des devises en ce qui concerne ses filiales internationales. Désormais, les futurs gains ou pertes résultant de la conversion en dollars canadiens des états financiers établis en devises seront reportés et inclus dans l'avoir des actionnaires.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaires des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	**2002**	2001	2000
Rentrées (sorties) nettes de fonds avant les variations du fonds de roulement hors caisse :			
Flux de trésorerie	**2 276 $**	1 688 $	1 870 $
Activités d'investissement	**(4 141)**	(1 564)	(489)
Activités de financement	**1 560**	(909)	(214)
	(305)	(785)	1 167
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse et autres	**(242)**	151	42
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	**(547) $**	(634) $	1 209 $
Encaisse et placements à court terme à la fin de l'exercice	**234 $**	781 $	1 415 $

Activités d'exploitation

La diminution des sorties nettes de fonds avant les variations du fonds de roulement hors caisse reflète principalement l'incidence de l'acquisition de Veba, qui a été atténuée par les arrangements financiers connexes et une augmentation des flux de trésorerie liés à l'exploitation.

L'augmentation de 242 millions $ du fonds de roulement d'exploitation hors caisse, excluant le fonds de roulement lié aux acquisitions, est due principalement à une augmentation des débiteurs et à une diminution des impôts exigibles, compensées en partie par une augmentation des créditeurs et des charges à payer. Le niveau supérieur des débiteurs et des créditeurs reflète les prix sensiblement plus élevés tant pour le pétrole que pour le gaz naturel à la fin de 2002 comparativement à la fin de 2001. La diminution de l'encaisse et des placements à court terme reflète l'utilisation de fonds pour financer l'acquisition de Veba, ainsi que pour rembourser un montant de 461 millions $ au titre des facilités de crédit connexes.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration

(en millions de dollars)	**2002**	2001	2000
Acquisition des activités pétrolières et gazières de Veba Oil & Gas GmbH	**2 234 $**	– $	– $
Amont – Canada [1]			
Gaz naturel nord-américain	**529**	554	434
Pétrole de la côte Est	**290**	273	340
Sables pétrolifères	**462**	304	110
	1 281	1 131	884
Amont – International [1]			
Nord-Ouest de l'Europe	**93**	–	23
Afrique du Nord et Proche-Orient	**108**	153	20
Nord de l'Amérique latine	**20**	–	–
	221	153	43
Aval			
Raffinage et approvisionnement	**210**	206	102
Ventes et marketing	**118**	156	143
Lubrifiants	**16**	21	19
	344	383	264
Services partagés	**15**	14	12
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des dépenses d'exploration	**1 861**	1 681	1 203
Charges reportées et autres éléments d'actif	**72**	10	8
Total	**4 167 $**	1 691 $	1 211 $

1 Comprend des dépenses d'exploration imputées au bénéfice totalisant 301 millions $ en 2002, 245 millions $ en 2001 et 171 millions $ en 2000.

COMPARAISON ENTRE 2002 ET 2001

Les importantes dépenses en immobilisations dans le secteur d'Amont reflètent l'engagement continu de Petro-Canada à l'égard d'une croissance rentable à long terme. Les investissements dans le secteur Amont – Canada ont inclus 399 millions $ pour les activités d'exploration et de mise en valeur reliées au gaz naturel dans l'Ouest du Canada et 110 millions $ pour d'autres occasions reliées au gaz naturel en Amérique du Nord, principalement dans le delta du Mackenzie et au large de la Nouvelle-Écosse. Les importants investissements pour l'exploration et la mise en valeur reliées au pétrole brut au large de la côte Est du Canada comprenaient 82 millions $ pour l'achèvement du projet Terra Nova et un montant de 132 millions $ pour la mise en valeur de White Rose, principalement pour la fabrication d'un nouveau navire de production, de stockage et de déchargement. Les investissements dans les sables pétrolifères ont inclus 222 millions $ pour Syncrude, principalement pour l'agrandissement de la phase 3; 114 millions $ pour l'achèvement du développement du projet d'exploitation de sables pétrolifères *in situ* de MacKay River; 97 millions $ pour la conversion de la raffinerie d'Edmonton; et 29 millions $ pour d'autres travaux reliés aux sables pétrolifères, principalement des activités de forage à Meadow Creek, le deuxième projet de mise en valeur *in situ* prévu par Petro-Canada. Les dépenses dans le secteur Amont – International ont été engagées principalement au cours des huit derniers mois de l'exercice à la suite de l'acquisition de Veba, et ont porté surtout sur des programmes en cours dans le secteur britannique de la mer du Nord, en Syrie, en Libye, au Kazakhstan et à Trinité. Dans le secteur d'Aval, les principaux investissements ont porté surtout sur la conversion accélérée d'établissements de détail à notre nouvelle image et sur des programmes visant la conformité à la réglementation sur le soufre dans l'essence.

Le budget de dépenses en immobilisations de Petro-Canada pour 2003 est de 2 575 millions $, en hausse de 38 % par rapport à des dépenses en immobilisations corporelles et à des dépenses d'exploration de 1 861 millions $ en 2002, réaffirmant notre engagement à l'égard d'une croissance rentable et de la création de valeur à long terme pour les actionnaires. Les dépenses budgétées pour 2003 sont réparties ainsi : environ 1 500 millions $ pour le secteur Amont – Canada, 545 millions $ pour le secteur Amont – International, 500 millions $ pour le secteur d'Aval et 30 millions $ pour les besoins généraux et autres. Nous avons l'intention de financer le programme de dépenses en immobilisations de 2003 à même les flux de trésorerie.

Activités de financement et dividendes

Sources du capital utilisé

(en millions de dollars)	**2002**	2001	2000
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an	**3 057 $**	1 401 $	1 774 $
Avoir des actionnaires	**5 776**	4 877	4 465
Total	**8 833 $**	6 278 $	6 239 $

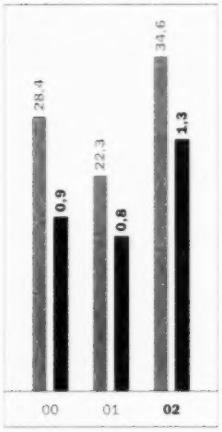
Le 2 mai 2002, Petro-Canada a acquis la plus grande partie des activités pétrolières et gazières internationales de Veba Oil & Gas GmbH et, le 10 décembre 2002, Petro-Canada a acquis de Veba une participation directe de 50 % dans le bloc La Ceiba au Venezuela, qui était auparavant assujetti à des droits de premier refus. Le coût total de l'acquisition, qui comprend une contrepartie en espèces et des frais d'acquisition, a été de 2 234 millions $, ce qui est considérablement moins élevé que le montant de 3 200 millions $ annoncé antérieurement. Cet écart est attribuable à l'exercice de droits de premier refus qui touchaient un certain nombre de propriétés incluses dans la proposition d'acquisition initiale, et au droit de premier refus non résolu portant sur des éléments d'actif au Venezuela. L'acquisition a été financée au moyen de nouvelles facilités de crédit consenties par certaines banques (voir la Note 16 des Notes afférentes aux états financiers consolidés) et de l'encaisse et des placements à court terme. L'augmentation nette de la dette à la fin de l'exercice 2002 reflète le prélèvement de 2 100 millions $ en vertu de la facilité de crédit liée à l'acquisition, moins le remboursement total de 465 millions $ sur la dette au cours de l'exercice et un nouveau contrat de location-acquisition de 32 millions $. Une tranche additionnelle de 100 millions $ de la facilité de crédit liée à l'acquisition a été remboursée en janvier 2003. Petro-Canada a l'intention de respecter les engagements de remboursement restants en utilisant les flux de trésorerie et en mobilisant des capitaux d'emprunt sur les marchés.

Pour les besoins de son exploitation, Petro-Canada a accès à une partie des nouvelles facilités de crédit et à d'autres lignes de crédit bancaires non utilisées, jusqu'à concurrence d'un montant total de 1 427 millions $. Au 31 décembre 2002, Petro-Canada avait 234 millions $ en encaisse et en placements à court terme et ne comptait aucun papier commercial impayé. Petro-Canada continuera d'avoir recours à sa position de trésorerie et, au besoin, à l'émission de titres d'emprunt à court terme pour financer son fonds de roulement et répondre à ses autres besoins de financement.

Bien que la dette contractée pour financer l'acquisition ait considérablement accru notre levier

Ratios d'endettement clés

Malgré la dette contractée pour financer l'acquisition internationale, nous sommes bien positionnés relativement à nos niveaux cibles.



- Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en pourcentage)*
- Dette aux flux de trésorerie *(fois)*

Nous avons remboursé une tranche de 461 millions $ à la fin de l'exercice 2002 et une tranche additionnelle de 100 millions $ en janvier 2003 sur la dette de 2,1 milliards $ contractée pour financer l'acquisition internationale.

financier, nous prévoyons que le ratio de la dette aux flux de trésorerie, notre principale mesure du levier financier, continuera de se situer à l'intérieur de notre plage cible de deux fois au maximum. Au 31 décembre 2002, ce ratio se situait à 1,3 fois, en hausse par rapport à 0,8 fois à la fin de 2001. Le ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires, notre mesure à long terme de la structure du capital, atteignait 34,6 % à la fin de l'exercice 2002, comparativement à 22,3 % à la fin de l'exercice précédent, mais nous nous attendons à réduire ce ratio, avec le temps, à notre niveau cible de 30 %.

Petro-Canada n'a pas recours à des activités comptables hors bilan pour structurer l'un ou l'autre de ses arrangements financiers. Les activités hors bilan sont limitées aux questions telles que les garanties et aucune d'entre elles n'aurait une incidence importante sur les résultats financiers, les liquidités ou les sources de financement de la Société.

À la fin de l'exercice 2002, les régimes de retraite à prestations déterminées de Petro-Canada étaient, à des fins de comptabilité, sous-capitalisés de 279 millions $, en hausse par rapport à 80 millions $ à la fin de 2001, ce qui reflète surtout l'incidence de la faiblesse des marchés financiers sur l'actif de la caisse de retraite. En raison du déficit accru, Petro-Canada versera une contribution en espèces d'environ 30 millions $ à la caisse de retraite au cours de 2003 et nous nous attendons à ce que la charge de retraite augmente d'environ 45 millions $ avant impôts. Pour l'exercice, l'augmentation de la charge après impôts représente une somme d'environ 0,10 $ par action.

Petro-Canada revoit à l'occasion sa stratégie en matière de dividendes afin de s'assurer que la politique de dividendes est alignée sur les attentes des actionnaires et sur nos objectifs financiers et de croissance. En 2002, Petro-Canada a versé 105 millions $ en dividendes, comparativement à 106 millions $ en 2001. Le dividende trimestriel est actuellement de 0,10 $ par action.

Couverture des intérêts

Un ratio de couverture des intérêts positif démontre que le bénéfice suffit amplement à couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.

■ Ratio de couverture des intérêts *(fois)*

– Calculé en fonction du bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts sur le bénéfice, la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement, et les charges d'exploration.

Ratios financiers

	2002	2001	2000
Couverture des intérêts *(fois)* :			
en fonction du bénéfice	**10,5**	9,7	10,0
en fonction du BAIIDEAE	**17,1**	15,1	14,9
en fonction des flux de trésorerie	**17,9**	15,6	15,2
Dette aux flux de trésorerie *(fois)*	**1,3**	0,8	0,9
Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en pourcentage)*	**34,6**	22,3	28,4

GESTION DES RISQUES

Petro-Canada mène ses activités de gestion des risques conformément aux politiques et aux lignes directrices établies par le Conseil d'administration au moyen de polices d'assurance, d'opérations de couverture sélectives et d'autres techniques. Notre politique de gestion des risques interdit l'utilisation d'instruments dérivés à des fins spéculatives. Petro-Canada a recours à des instruments dérivés principalement pour couvrir les transactions physiques reliées aux besoins de l'exploitation et pour faciliter les ventes aux clients. Il peut arriver que la Société couvre les prix et les marges de certaines marchandises afin de tirer parti d'occasions qui représentent une valeur extraordinaire. À moins d'une autorisation expresse du Conseil d'administration, la durée des instruments de couverture est limitée à 18 mois. Nous négocions des instruments dérivés avec des parties qui possèdent une cote de crédit à long terme d'au moins A (à moins d'une autorisation du Conseil d'administration), en vertu d'un accord signé de l'International Swap Dealers Association. Les limites de crédit tiennent compte des risques de pertes actuels et éventuels imputables à la non-exécution des obligations d'une partie et réduisent la concentration du risque de crédit relié à une partie quelconque prise individuellement. Le processus de suivi et de reddition de comptes à l'égard du portefeuille d'instruments dérivés comporte notamment l'évaluation périodique de la juste valeur de tous les instruments dérivés en cours. Les couvertures reliées aux marchandises, aux devises et aux taux d'intérêt ont entraîné une réduction nette du bénéfice d'environ 22 millions $ après impôts en 2002, comparativement à une augmentation nette du bénéfice d'environ 10 millions $ en 2001.

Au 31 décembre 2002, la Société avait acheté à terme des contrats de pétrole brut, de gaz naturel et de change pour atténuer le risque lié aux ventes de gaz naturel et de produits raffinés à prix fixe. Des couvertures à court terme étaient aussi en place pour l'approvisionnement des unités de raffinage et les achats de produits. Des contrats de garantie de taux d'intérêt à court terme ont été mis en œuvre pour gérer le risque de taux d'intérêt sur la dette à taux variable et, en prévision d'un accès aux marchés des capitaux d'emprunt en 2003, Petro-Canada a conclu des instruments dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir une partie du risque de fluctuations défavorables des taux d'intérêt auquel elle sera exposée.

Petro-Canada prend des engagements à terme reliés à la vente et au transport de gaz naturel dans le cours normal de ses activités. Environ 4 % de la production

estimative de gaz naturel de 2003 du secteur Amont – Canada est vendue en vertu d'engagements à terme à prix fixe rapportant un prix net moyen à la sortie de l'usine de 2,73 $ le millier de pi³. Les ventes en vertu de ces contrats diminueront d'environ 40 % en 2004 comparativement au niveau de ventes de 2003.

Petro-Canada gère les risques d'exploitation en appliquant des processus exhaustifs d'évaluation des risques et de gestion des pertes et maintient des couvertures d'assurance appropriées. Nous souscrivons des couvertures d'assurance sur le marché mondial auprès d'assureurs jouissant d'une bonne santé financière. Les garanties maximales sont fondées sur des évaluations des risques techniques et les franchises sont établies à des niveaux qui tiennent compte de notre capacité d'assumer le risque.

Nous utilisons de hauts niveaux d'expertise technique et une technologie de pointe pour atténuer les risques d'exploration. Pour bénéficier d'avantages stratégiques et concurrentiels, Petro-Canada a conclu diverses alliances avec des fournisseurs de biens et de services de calibre mondial. Ces alliances procurent un accès préférentiel, la fiabilité des approvisionnements, une qualité élevée et des prix concurrentiels, et assurent l'utilisation d'une technologie de pointe tout en réduisant la variabilité des coûts associés à l'exploration et à la mise en valeur à mesure que les conditions fluctuent dans l'industrie.

RESPONSABILITÉ À TITRE DE SOCIÉTÉ

Petro-Canada est fière d'être une entreprise socialement responsable. Une solide performance en matière d'environnement, de santé et de prévention constitue un élément fondamental de nos activités en tant que société du secteur de l'énergie.

Bien que Petro-Canada exerce ses activités pour procurer un rendement concurrentiel aux actionnaires, elle reconnaît que les résultats financiers ne sont pas le seul critère d'évaluation de la Société.

Afin de fournir une analyse plus détaillée de notre performance en matière de gestion responsable de l'environnement et de notre rendement en matière de santé, de prévention et d'engagement envers la collectivité que celle que nous pouvons présenter dans le Rapport annuel, nous publions chaque année un Rapport à la collectivité. Des données sur les principaux paramètres de mesure de nos réalisations non financières y sont présentées et permettent au public d'évaluer les efforts continus de la Société dans ces domaines. Le Rapport à la collectivité peut être consulté sur notre site Web à www.petro-canada.ca et on peut aussi s'en procurer un exemplaire auprès des Communications de la Société. Le Rapport à la collectivité de 2002 sera disponible en juillet 2003.

Régie d'entreprise

Petro-Canada s'efforce de respecter les normes les plus élevées en matière de régie d'entreprise. La Société a amélioré ses systèmes de gestion et d'établissement de rapports internes afin de fournir un haut niveau d'assurance sur le fait que la responsabilité à titre de société fait partie de son processus quotidien de prise de décisions d'affaires. Ces systèmes de régie d'entreprise s'appliquent tout d'abord au Conseil d'administration et s'étendent à toute la Société.

Petro-Canada dispose de différents outils qui lui permettent d'établir des normes de conduite et de les faire appliquer par tous les employés, notamment un Code des pratiques commerciales et des Principes relatifs aux activités et aux investissements. On peut consulter ces documents sur notre site Web à www.petro-canada.ca.

La Circulaire de procuration de la direction de la Société, qui est envoyée aux actionnaires et qu'on peut aussi consulter en ligne, comprend un énoncé sur les pratiques en matière de régie d'entreprise, des renvois au Guide de régie d'entreprise de la Société, de l'information sur les mandats et les rapports des comités du Conseil d'administration, ainsi que de l'information détaillée sur les antécédents professionnels, la durée du mandat, l'appartenance aux comités, la rémunération et la participation en actions des administrateurs.

Le Conseil d'administration a la responsabilité d'assurer la communication en temps opportun de l'information appropriée aux détenteurs de titres et aux organismes de réglementation. Nous croyons que la Société est bien alignée sur les lignes directrices adoptées par la Bourse de Toronto et sur les exigences d'information proposées récemment en vertu de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. Pour de l'information plus détaillée, veuillez consulter l'Annexe A de la Circulaire de procuration de la direction.

Le Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature, entièrement composé d'administrateurs indépendants, supervise le processus de régie d'entreprise de la Société. Le Comité est responsable du traitement des questions relatives à la régie d'entreprise et de la présentation des candidatures au Conseil d'administration. Le Comité et la direction ont mené un examen exhaustif à la suite de la proclamation de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et ont recommandé des améliorations à apporter aux pratiques actuelles de la Société en plus de souligner les réalisations.

Environnement, santé et prévention

Les dirigeants de Petro-Canada ont la responsabilité d'élaborer des méthodes et des normes d'exploitation conformes aux principes établis par la Société en matière d'environnement, de santé et de prévention, ainsi que des normes de Gestion globale des pertes selon lesquelles nous procédons à un important examen de chacune de nos unités d'exploitation tous les quatre ans. Notre Équipe de leadership de la haute direction revoit chaque mois nos résultats dans le

domaine de l'environnement, de la santé et de la prévention. De plus, le Comité sur l'environnement, la santé et la prévention du Conseil d'administration examine trois fois par année les questions critiques et le rendement en matière d'ESP.

En 2002, nous avons investi 318 millions $ dans des programmes environnementaux, y compris des dépenses d'exploitation de 90 millions $ et des dépenses en immobilisations de 228 millions $ reliées à la modernisation d'installations. Certaines dépenses ont porté sur la restauration de sites, des évaluations environnementales et de l'équipement antipollution. Nous prévoyons que les coûts environnementaux resteront élevés, car nous nous préparons à respecter les nouvelles limites fédérales touchant la teneur en soufre de l'essence, les futures exigences en matière de reformulation des carburants et les normes environnementales plus strictes applicables à la production pétrolière et gazière. L'impact financier de la ratification par le gouvernement fédéral du Protocole de Kyoto relatif aux émissions de gaz à effet de serre, surtout dans le cas de projets d'envergure exigeant d'importants investissements, n'a pas encore été déterminé.

Le changement climatique est l'une des questions les plus complexes qui touchent l'industrie canadienne, le public canadien et les gouvernements à l'heure actuelle. À Petro-Canada, nous appuyons une approche équilibrée et responsable qui favorise l'action face à la question du changement climatique.

Petro-Canada a renouvelé son engagement d'améliorer l'efficacité énergétique de chacun de ses secteurs d'activité de un pour cent par année en moyenne de 2000 à 2005. Les éléments clés de ces améliorations comprennent des réductions de la consommation de combustible ainsi que la diminution correspondante des émissions de gaz à effet de serre.

Depuis 1990, Petro-Canada a amélioré l'efficacité énergétique de son secteur d'Aval de 15 % et celle de son secteur d'Amont de 52 %. Grâce à la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique et de réduction des émissions, nous avons réduit les émissions annuelles continues de gaz à effet de serre d'environ 1,2 million de tonnes d'équivalent CO_2, parallèlement à une augmentation de 23 % de la production totale. Les données de 2002 seront présentées dans le Rapport à la collectivité de cette année.

La sécurité et le bien-être des employés sont une priorité pour Petro-Canada. Les programmes de santé et de sécurité au travail visent à favoriser le bien-être des employés et à leur offrir un milieu de travail sûr et sain. La fréquence globale des blessures à consigner subies par les employés (par 200 000 heures-personne) a diminué, s'établissant à 0,94 en 2002 comparativement à 1,14 en 2001. Le nombre de blessures à consigner a été de 44 en 2002 comparativement à 46 en 2001. Au cours de la dernière année, Petro-Canada a redoublé d'efforts pour mettre en œuvre d'autres initiatives axées sur la diminution des blessures.

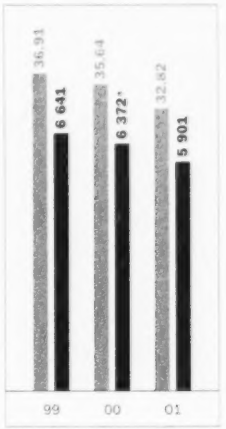
Engagement envers la collectivité

La réussite de Petro-Canada dépend de l'appui des Canadiens. C'est pourquoi nous investissons avec dynamisme et jouons un rôle actif dans les collectivités où nous vivons et travaillons partout au pays.

En 2002, Petro-Canada a versé 5 millions $ à 375 organismes canadiens sans but lucratif œuvrant dans quatre secteurs : l'éducation, l'environnement, la santé et les services communautaires, et les arts et la culture. Nous avons également versé 800 000 $ dans le cadre de notre Fonds de bourses d'études du flambeau olympique et approximativement 300 000 $ sous forme de dons en nature. Dans le cadre de notre programme L'énergie bénévole, nous avons accordé 403 subventions de 500 $ chacune à des organismes sans but lucratif appuyés par des employés et des retraités qui donnent de leur temps à la collectivité.

Emissions de gaz à effet de serre par rapport à la production

Petro-Canada a pris l'engagement de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans ses activités des secteurs d'Amont et d'Aval, principalement en améliorant l'efficacité énergétique.



- Production totale du secteur d'Amont et du secteur d'Aval *(en millions de mètres cubes équivalent pétrole par année)*
- Emissions de GES *(en kilotonnes par année)*

* Les données de l'exercice 2000 ont été retraitées et sont légèrement supérieures à celles qui ont été présentées dans le rapport de l'exercice précédent.

– Les données de 2002 ne sont pas encore disponibles; les données sont basées sur la déclaration de la totalité des émissions attribuables aux propriétés exploitées par Petro-Canada.

World Business Council for Sustainable Development

THE GLOBAL COMPACT

Imagine
Une entreprise généreuse

VCR-MVR inc.

Or
Rapporteur Niveau Champion

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DES ÉTATS FINANCIERS

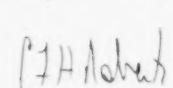
La direction est responsable de la préparation et de la présentation des états financiers consolidés de la Société et de la qualité générale de l'information financière communiquée par la Société. Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus et comprennent nécessairement certaines estimations faites selon le meilleur jugement de la direction. L'information qui figure ailleurs dans le Rapport annuel correspond, le cas échéant, à celle des états financiers.

La direction est également chargée de mettre en place et de maintenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la préservation des actifs et à la fiabilité de l'information financière servant à la préparation des états financiers.

Le cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. a été nommé par les actionnaires à titre de vérificateurs externes de la Société en avril 2002 et a démissionné comme vérificateurs externes en juin 2002, lorsque presque tous les associés et le personnel d'Arthur Andersen s.r.l. au Canada se sont joints à Deloitte & Touche, s.r.l. En juin 2002, le Conseil d'administration a nommé Deloitte & Touche, s.r.l. à titre de vérificateurs externes, jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, afin qu'ils effectuent une vérification indépendante et qu'ils expriment leur opinion sur les états financiers consolidés. Le rapport des vérificateurs fait état de leur opinion et de l'étendue de leur vérification. Les services fournis à la Société par les vérificateurs externes se limitent maintenant à la vérification des états financiers consolidés et à certains services liés à la vérification. La Société a retenu les services d'Arthur Andersen s.r.l. et, subséquemment, ceux de Deloitte & Touche, s.r.l., qui a été remplacé par PricewaterhouseCoopers s.r.l. en août 2002 en tant que vérificateur contractuel chargé d'offrir des services de vérification interne, notamment l'examen du système de contrôle interne, dans le but de vérifier l'absence de lacunes importantes.

Le Conseil d'administration doit veiller à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne. Le Conseil d'administration assume cette responsabilité avec l'aide de son Comité de vérification, des finances et du risque.

Ronald A. Brenneman
Chef de la direction



Ernest E.H. Roberts
Vice-président principal et chef des finances

Le 29 janvier 2003

COMITÉ DE VÉRIFICATION, DES FINANCES ET DU RISQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Comité de vérification, des finances et du risque, composé d'au moins trois administrateurs (cinq actuellement) qui ne sont pas des employés de la Société, aide le Conseil d'administration à s'acquitter de sa responsabilité de veiller à ce que la direction remplisse ses obligations concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne. Le Comité examine les états financiers consolidés annuels et trimestriels, les conventions comptables et la qualité générale des rapports financiers de la Société, de même que l'information financière contenue dans les prospectus et les rapports déposés auprès des organismes de réglementation, le cas échéant. En outre, le Comité examine des questions financières, fait part de ses recommandations à ce sujet au Conseil d'administration et surveille le processus que la direction a mis en place pour déterminer les risques d'exploitation.

Le Comité examine et approuve les modalités de la mission des vérificateurs externes, de même que l'étendue et le plan de la vérification externe, et examine les résultats de la vérification et le Rapport des vérificateurs. Le Comité discute avec les vérificateurs de l'indépendance des vérificateurs externes par rapport à la direction et à la Société et obtient une confirmation écrite de cette indépendance. En outre, le Comité recommande au Conseil d'administration les vérificateurs externes devant être nommés par les actionnaires et approuve leurs honoraires.

Pour ce qui est de la mission de fournir des services de vérification interne impartie au vérificateur contractuel, le Comité examine le contrat de mission, examine et approuve l'étendue et le plan de la vérification interne, obtient des rapports périodiques et examine les conclusions et les recommandations importantes.

Des membres de la haute direction, les vérificateurs externes et le vérificateur contractuel assistent à toutes les réunions du Comité de vérification, des finances et du risque et tous ont la possibilité de rencontrer les membres du Comité en privé.

Claude Fontaine
Président du Comité de vérification, des finances et du risque

Le 29 janvier 2003

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de Petro-Canada :

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 2002 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 décembre 2002 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Les états financiers consolidés de Petro-Canada au 31 décembre 2001 et pour chacun des deux exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2001 ont été vérifiés par d'autres vérificateurs ayant cessé leurs activités. Ces vérificateurs ont exprimé une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés dans leur rapport daté du 31 janvier 2002. Comme il est décrit à la Note 2, ces états financiers consolidés ont été retraités pour donner effet à la modification de convention comptable relative à la conversion des devises. Nous avons vérifié les ajustements décrits à la Note 2 qui ont donné lieu au retraitement des états financiers consolidés de 2001 et de 2000. À notre avis, ces ajustements sont appropriés et ont été correctement apportés. Cependant, notre mission ne comprenait pas la vérification, l'examen ni l'application de quelque procédé que ce soit aux états financiers consolidés de 2001 et de 2000 de la Société sauf en ce qui a trait aux ajustements susmentionnés et, par conséquent, nous n'exprimons aucune opinion ni aucune autre forme d'assurance au sujet des états financiers de 2001 et de 2000 considérés dans leur ensemble.

Deloitte & Touche LLP

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés
Calgary (Alberta)

Le 29 janvier 2003

Aux actionnaires de Petro-Canada :

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Petro-Canada aux 31 décembre 2001 et 2000 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2001 et 2000 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Arthur Andersen s.r.l.

Arthur Andersen s.r.l.
Comptables agréés
Calgary (Alberta)

Le 31 janvier 2002

RÉSULTATS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	**2002**	2001	2000
PRODUITS			
Exploitation	**9 917 $**	8 582 $	9 372 $
Revenus de placement et autres produits *(Note 5)*	**–**	154	173
	9 917	8 736	9 545
CHARGES			
Achats de pétrole brut et de produits	**4 556**	4 687	5 537
Exploitation, commercialisation et administration *(Note 6)*	**2 036**	1 670	1 619
Exploration	**301**	245	171
Dépréciation, épuisement et amortissement	**957**	568	584
Conversion de devises *(Note 7)*	**52**	102	67
Intérêts	**187**	135	144
	8 089	7 407	8 122
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS	**1 828**	1 329	1 423
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE *(Note 8)*			
Exigibles	**959**	528	363
Futurs	**(105)**	(45)	201
	854	483	564
BÉNÉFICE NET	**974 $**	846 $	859 $
BÉNÉFICE PAR ACTION *(en dollars) (Note 9)*			
De base	**3,71 $**	3,19 $	3,15 $
Dilué	**3,67 $**	3,16 $	3,13 $

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	**2002**	2001	2000
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE,			
montants présentés antérieurement	**1 695 $**	897 $	113 $
Application rétroactive de la modification de conventions comptables *(Note 2)*	**(184)**	(126)	(92)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE,			
montants retraités	**1 511**	771	21
Bénéfice net	**974**	846	859
Dividendes sur les actions ordinaires	**(105)**	(106)	(109)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE L'EXERCICE	**2 380 $**	1 511 $	771 $

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	**2002**	2001	2000
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net	**974 $**	846 $	859 $
Éléments sans effet sur la trésorerie *(Note 10)*	**1 001**	597	840
Charges d'exploration *(Note 14)*	**301**	245	171
Flux de trésorerie	**2 276**	1 688	1 870
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation et autres *(Note 11)*	**(226)**	55	87
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**2 050**	1 743	1 957
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisition des activités pétrolières et gazières de Veba Oil & Gas GmbH *(Note 3)*	**(2 234)**	–	–
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration *(Note 14)*	**(1 861)**	(1 681)	(1 203)
Produit de la vente d'éléments d'actif	**26**	127	722
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif, montant net	**(72)**	(10)	(8)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'investissement *(Note 11)*	**(16)**	96	(44)
	(4 157)	(1 468)	(533)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	**2 100**	–	–
Réduction de la dette à long terme	**(465)**	(475)	(4)
Produit de l'émission d'actions ordinaires	**30**	34	33
Dividendes sur les actions ordinaires	**(105)**	(106)	(109)
Achat d'actions ordinaires *(Note 18)*	**–**	(362)	(134)
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement *(Note 11)*	**–**	–	(1)
	1 560	(909)	(215)
(DIMINUTION) AUGMENTATION DE L'ENCAISSE ET DES PLACEMENTS À COURT TERME	**(547)**	(634)	1 209
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**781**	1 415	206
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME À LA FIN DE L'EXERCICE	**234 $**	781 $	1 415 $

BILANS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Aux 31 décembre	**2002**	2001
ACTIF		
ACTIF À COURT TERME		
Encaisse et placements à court terme *(Note 12)*	**234 $**	781 $
Débiteurs	**1 596**	758
Stocks *(Note 13)*	**585**	455
Charges payées d'avance	**19**	15
	2 434	2 009
IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET *(Note 14)*	**10 084**	7 460
ÉCART D'ACQUISITION *(Note 3)*	**709**	–
CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF *(Note 15)*	**212**	165
	13 439 $	9 634 $
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
PASSIF À COURT TERME		
Créditeurs et charges à payer	**1 901 $**	1 158 $
Impôts sur le bénéfice exigibles	**263**	234
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(Note 16)*	**356**	5
	2 520	1 397
DETTE À LONG TERME *(Note 16)*	**2 701**	1 396
CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF *(Note 17)*	**621**	481
IMPÔTS FUTURS *(Note 8)*	**1 821**	1 483
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS *(Note 22)*		
AVOIR DES ACTIONNAIRES *(Note 18)*	**5 776**	4 877
	13 439 $	9 634 $

Approuvé au nom du Conseil d'administration

Ron Brenneman
Administrateur

Brian MacNeill
Administrateur

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(montants des tableaux exprimés en millions de dollars canadiens)

SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

(a) Principes de présentation Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de toutes ses filiales (la « Société ») et sont conformes aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Les différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis sont expliquées dans les Notes afférentes aux états financiers consolidés.

Presque toutes les activités d'exploration et de mise en valeur de la Société sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers tiennent compte uniquement de la quote-part de la Société dans ces activités.

La préparation des états financiers exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses qui influent sur les montants présentés des éléments d'actif, des éléments de passif, des produits et des charges ainsi que sur les éventualités communiquées. De telles estimations se rapportent principalement à des transactions et à des événements qui n'étaient pas terminés à la date des états financiers. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer de ces estimations en fonction de faits futurs.

(b) Constatation des produits Les produits de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés et de produits pétroliers raffinés sont constatés lorsque le titre de propriété est cédé au client.

Les résultats des activités internationales menées en vertu de contrats de partage d'exploration-production (« CPEP ») sont constatés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société dans de telles activités. En vertu des CPEP, la Société et les autres partenaires non gouvernementaux payent toutes les charges d'exploitation et tous les coûts en capital pour l'exploration et la mise en valeur des concessions. Chaque CPEP établit des conditions précises selon lesquelles la Société peut, d'une part, recouvrer de tels coûts (« recouvrement des coûts en pétrole ») conformément à une formule généralement limitée à un pourcentage spécifié de la production au cours de chaque exercice et, d'autre part, participer au bénéfice tiré de la production (« bénéfice en pétrole »). Le bénéfice en pétrole est la part restante de la production après déduction du recouvrement des coûts en pétrole et il est partagé entre les participants à la coentreprise et le gouvernement de chaque pays, en fonction du niveau de la production. Le bénéfice en pétrole qui revient au gouvernement comprend un montant qui couvre tous les impôts sur le bénéfice payables réputés de la Société en vertu des lois d'un pays particulier. Tous les autres montants qui reviennent au gouvernement, à part les impôts sur le bénéfice, sont considérés comme des droits de redevance.

(c) Conversion de devises Les actifs et les passifs monétaires sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les autres éléments d'actif de même que les charges pour dépréciation, épuisement et amortissement correspondantes, les autres éléments de passif, les produits et les autres charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de l'opération particulière. Les gains ou les pertes de change qui en résultent sont imputés aux résultats.

Les activités à l'étranger sont intégrées aux autres activités de la Société et sont converties de la façon décrite ci-dessus.

(d) Impôts sur le bénéfice La Société utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur le bénéfice. Conformément à cette méthode, les impôts futurs sont constatés, compte tenu des taux d'imposition pratiquement en vigueur, en fonction de la différence entre les valeurs comptable et fiscale des éléments d'actif et de passif présentés dans les états financiers. L'incidence de la modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts futurs est imputée aux résultats de la période durant laquelle la modification a lieu.

(e) Bénéfice par action Le bénéfice de base par action se calcule en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le bénéfice dilué par action reflète la dilution qui pourrait se produire si les options d'achat d'actions étaient levées. Le bénéfice dilué par action se calcule au moyen de la méthode du rachat d'actions, qui suppose que tout produit généré par la levée d'options d'achat d'actions dans le cours servirait à l'achat d'actions ordinaires au prix moyen du marché pour la période.

(f) Encaisse et placements à court terme L'encaisse et les placements à court terme comprennent les liquidités en banque, moins les chèques en circulation, et les dépôts ayant une échéance de moins de 90 jours au moment de l'achat.

(g) Stocks Les stocks sont comptabilisés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût du pétrole brut et des produits est déterminé principalement selon la méthode du « dernier entré, premier sorti » (« DEPS »).

(h) Placements Les placements dans les sociétés sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES *suite*

(i) Immobilisations corporelles Les investissements dans les activités d'exploration et de mise en valeur sont comptabilisés selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. En vertu de cette méthode, les coûts d'acquisition des propriétés non prouvées sont capitalisés. Les coûts des puits d'exploration sont initialement capitalisés jusqu'à l'établissement de réserves prouvées. Les coûts des puits auxquels on attribue des réserves prouvées demeurent capitalisés tandis que les coûts des puits infructueux sont imputés aux résultats. Tous les autres coûts d'exploration, y compris les coûts géologiques et géophysiques, sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de mise en valeur, incluant les coûts de tous les puits, sont capitalisés.

Les intérêts débiteurs sur les dettes attribuables à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés pendant la période de construction.

Les propriétés productrices et les propriétés non prouvées importantes font l'objet d'une évaluation menée une fois par année ou en fonction des événements économiques, en vue de déterminer une perte de valeur éventuelle. La perte de valeur correspond à la différence entre la valeur non actualisée nette estimative des flux de trésorerie futurs et la valeur comptable de l'élément d'actif.

(j) Dépréciation, épuisement et amortissement La dépréciation et l'épuisement des coûts capitalisés des propriétés productrices de pétrole et de gaz sont calculés selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

La dépréciation des autres immobilisations corporelles est calculée selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif correspondants, selon ce qui convient le mieux.

Les coûts associés aux projets de mise en valeur importants ne font pas l'objet d'une charge pour épuisement tant que la production commerciale n'a pas débuté.

(k) Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites Une provision pour les frais futurs estimatifs d'enlèvement et de restauration des sites qui sont probables et qui peuvent être déterminés de façon raisonnable est constituée selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif correspondants, selon ce qui convient le mieux. Une provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites inactifs du secteur d'Aval, déduction faite des montants recouvrables prévus, est constituée lorsque la décision visant leur déclassement est prise. La provision annuelle, qui est incluse dans les charges d'exploitation, de commercialisation et d'administration, est estimée en fonction de la technologie et des coûts actuels, conformément aux lois en vigueur et aux pratiques courantes de l'industrie.

(l) Écart d'acquisition L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des éléments d'actif et de passif identifiables acquis. L'écart d'acquisition est soumis à un test de dépréciation annuellement ou en fonction des événements économiques. Ce test compare la juste valeur de l'unité d'exploitation par rapport à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, une réduction de valeur de l'écart d'acquisition est constatée en tant qu'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur la juste valeur de l'écart d'acquisition.

(m) Régime d'options d'achat d'actions La Société offre un régime d'options d'achat d'actions aux administrateurs, aux membres de la direction et à certains employés, comme il est décrit dans les Notes afférentes aux états financiers consolidés. Les options d'achat d'actions sont comptabilisées en fonction de la valeur intrinsèque des options attribuées à la date de l'octroi. La contrepartie versée au moment de la levée des options d'achat d'actions est portée au crédit des actions ordinaires.

(n) Avantages sociaux futurs La Société comptabilise ses obligations en vertu des régimes d'avantages sociaux, déduction faite de l'actif du régime, le cas échéant. Les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont déterminés par calcul actuariel selon la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service et selon les meilleures estimations de la direction quant au rendement des placements des régimes, à l'indexation des salaires, aux âges de retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Pour les besoins du calcul du rendement prévu de l'actif des régimes, cet actif est évalué à la juste valeur. L'obligation au titre des prestations constituées est actualisée au début de l'exercice au moyen d'un taux d'intérêt du marché applicable aux titres de créance de grande qualité du secteur privé.

(o) Opérations de couverture et instruments dérivés La Société peut recourir à des instruments dérivés pour gérer les risques de marché auxquels elle s'expose en raison des fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Ces instruments dérivés ne sont pas utilisés aux fins de négociation ou de spéculation.

Les gains et les pertes sur les instruments dérivés qui sont désignés et déterminés comme étant des couvertures efficaces sont reportés et constatés au cours de la période de règlement en tant qu'élément de la transaction connexe. Si un instrument dérivé cesse d'être efficace, la comptabilité de couverture prend fin et les futurs gains ou pertes sont imputés aux résultats de la période courante. Les instruments dérivés qui ne constituent pas une couverture sont comptabilisés à leur juste valeur et tout gain ou perte est imputé aux résultats de la période courante.

Note 2 MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

Avec prise d'effet le 1er janvier 2002, la Société a adopté, rétroactivement, les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la conversion de devises, selon lesquelles le gain ou la perte de change résultant de la conversion de la dette à long terme est inclus dans le bénéfice net de la période courante. Antérieurement, le gain ou la perte de change résultant de la conversion de la dette à long terme était reporté et amorti sur la durée restante de la dette. Cette modification a eu pour effet d'augmenter de 19 millions $ le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (réduction de 58 millions $ en 2001 et de 34 millions $ en 2000) par rapport au bénéfice net qui aurait été déclaré selon l'ancienne convention comptable. La modification a également eu pour effet de réduire les charges reportées et autres éléments d'actif de 187 millions $, de réduire les impôts futurs de 3 millions $ et de réduire l'avoir des actionnaires de 184 millions $ au 31 décembre 2001.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2002, la Société a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la comptabilisation des rémunérations et autres paiements à base d'actions. La Société a choisi de continuer de comptabiliser les rémunérations à base d'actions selon la valeur intrinsèque à la date de l'octroi et de présenter les résultats pro forma selon la méthode fondée sur la juste valeur. Par conséquent, le bénéfice net des périodes visées par le présent rapport demeure inchangé et les résultats pro forma sont présentés à la Note 18. Les nouvelles recommandations s'appliquent aux options octroyées après le 1er janvier 2002.

Note 3 ACQUISITION DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DE VEBA OIL & GAS GMBH

Le 2 mai 2002, la Société a acquis les actions de sociétés détenant la majorité des activités pétrolières et gazières internationales de Veba Oil & Gas GmbH et, le 10 décembre 2002, la Société a acquis certaines des activités restantes qui étaient assujetties à des droits de premier refus. Le coût d'acquisition total, qui comprend une contrepartie en espèces et des frais d'acquisition, s'est établi à 2 234 millions $ et les résultats des activités acquises sont inclus dans les états financiers consolidés depuis les dates d'acquisition. Les activités restantes non encore acquises sont situées au Venezuela et sont assujetties à des droits de premier refus.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur estimative attribuée aux éléments d'actif acquis et aux éléments de passif pris en charge s'est établie comme suit :

Immobilisations corporelles	**2 012 $**
Écart d'acquisition	**709**
Actif à court terme, à l'exclusion de 15 millions $ d'encaisse	**640**
Charges reportées et autres éléments d'actif	**6**
Actif total acquis	**3 367**
Passif à court terme	**634**
Impôts futurs	**387**
Crédits reportés et autres éléments de passif	**112**
Passif total pris en charge	**1 133**
Actif net acquis	**2 234 $**

Bien que la juste valeur estimative attribuée aux éléments d'actif acquis et aux éléments de passif pris en charge soit susceptible d'être modifiée d'après l'information additionnelle disponible, l'attribution finale ne devrait pas différer de façon importante de l'attribution estimative.

L'écart d'acquisition, qui n'est pas déductible aux fins de l'impôt, a été attribué au secteur International de la Société.

L'acquisition a été financée au moyen de facilités de crédit consenties par certaines banques (Note 16) et à même l'encaisse et les placements à court terme.

INFORMATION SECTORIELLE

Les activités d'amont et d'aval de la Société sont exercées par l'entremise de trois secteurs d'exploitation.

Les activités d'amont comprennent les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de transport et de commercialisation liées au pétrole brut, aux liquides de gaz naturel et aux sables pétrolifères. Ces activités sont exercées par les secteurs Amont – Canada et Amont – International. Le secteur Amont – Canada comprend les activités dans l'Ouest du Canada, au large de la côte Est, dans le delta du Mackenzie et en Alaska. Le secteur Amont – International comprend les activités au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, à Trinité, au Venezuela, en Syrie, en Libye, au Kazakhstan, en Algérie et en Tunisie.

	AMONT					
	CANADA			INTERNATIONAL		
	2002	2001	2000	**2002**	2001	2000
Produits						
Ventes aux clients et autres produits	**1 354 $**	1 490 $	1 659 $	**1 239 $**	20 $	59 $
Ventes intersectorielles	**968**	642	619	**–**	–	–
Produits sectoriels	**2 322**	2 132	2 278	**1 239**	20	59
Charges						
Achats de pétrole brut et de produits	**–**	–	92	**–**	–	–
Opérations intersectorielles	**3**	6	6	**–**	–	–
Exploitation, commercialisation et administration	**509**	458	395	**288**	8	25
Exploration	**246**	194	124	**55**	51	47
Dépréciation, épuisement et amortissement	**507**	367	357	**249**	7	27
Conversion de devises	**–**	–	–	**–**	–	–
Intérêts	**–**	–	–	**–**	–	–
	1 265	1 025	974	**592**	66	99
Bénéfice avant impôts	**1 057**	1 107	1 304	**647**	(46)	(40)
Impôts sur le bénéfice						
Exigibles	**414**	502	175	**413**	(15)	61
Futurs	**(45)**	(114)	331	**9**	(4)	(79)
	369	388	506	**422**	(19)	(18)
Frais de restructuration *(Note 6)*	**–**	–	–	**–**	–	–
Bénéfice net	**688 $**	719 $	798 $	**225 $**	(27)$	(22)$
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration						
Acquisition des activités pétrolières et gazières de Veba Oil & Gas GmbH, y compris l'écart d'acquisition	**– $**	– $	– $	**2 234 $**	– $	– $
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 281**	1 131	884	**221**	153	43
Charges reportées et autres éléments d'actif	**(3)**	–	4	**–**	(6)	–
	1 278 $	1 131 $	888 $	**2 455 $**	147 $	43 $
Flux de trésorerie (avant la variation du fonds de roulement hors caisse)	**1 417 $**	1 125 $	1 460 $	**583 $**	27 $	78 $
Total de l'actif	**5 922 $**	5 118 $	4 811 $	**3 544 $**	186 $	148 $

Note 4 **INFORMATION SECTORIELLE** suite

Les activités du secteur d'Aval comprennent l'achat et la vente de pétrole brut, le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers et la distribution et la commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés.

Toutes les activités, sauf celles ayant trait au secteur Amont – International et à l'Alaska, sont exercées au Canada.

Le tableau ci-dessous présente l'information financière par secteur d'exploitation comme si chaque secteur était une entité commerciale distincte. Les cessions de produits entre secteurs, comptabilisées à leur valeur marchande, sont éliminées au moment de la consolidation. Les Services partagés englobent les revenus de placement, les intérêts débiteurs, la conversion de devises ainsi que les produits et les charges d'ordre général de la Société. Les éléments d'actif des Services partagés comprennent principalement l'encaisse et les placements à court terme ainsi que les autres éléments d'actif d'ordre général de la Société.

AVAL			SERVICES PARTAGÉS			TOTAL CONSOLIDÉ		
2002	2001	2000	**2002**	2001	2000	**2002**	2001	2000
7 318 $	7 158 $	7 782 $	**6 $**	68 $	45 $	**9 917 $**	8 736 $	9 545 $
3	6	6	**–**	–	–			
7 321	7 164	7 788	**6**	68	45	**9 917**	8 736	9 545
4 556	4 687	5 446	**–**	–	(1)	**4 556**	4 687	5 537
968	642	619	**–**	–	–			
1 179	1 165	1 079	**60**	39	54	**2 036**	1 670	1 553
–	–	–	**–**	–	–	**301**	245	171
200	193	187	**1**	1	13	**957**	568	584
–	–	–	**52**	102	67	**52**	102	67
–	–	–	**187**	135	144	**187**	135	144
6 903	6 687	7 331	**300**	277	277	**8 089**	7 407	8 056
418	477	457	**(294)**	(209)	(232)	**1 828**	1 329	1 489
242	90	231	**(110)**	(49)	(81)	**959**	528	386
(81)	86	(46)	**12**	(13)	–	**(105)**	(45)	206
161	176	185	**(98)**	(62)	(81)	**854**	483	592
–	–	–	**–**	–	–	**–**	–	38
257 $	301 $	272 $	**(196) $**	(147) $	(151) $	**974 $**	846 $	859 $
– $	– $	– $	**– $**	– $	– $	**2 234 $**	– $	– $
344	383	264	**15**	14	12	**1 861**	1 681	1 203
27	16	7	**48**	–	(3)	**72**	10	8
371 $	399 $	271 $	**63 $**	14 $	9 $	**4 167 $**	1 691 $	1 211 $
380 $	589 $	434 $	**(104) $**	(53) $	(102) $	**2 276 $**	1 688 $	1 870 $
3 841 $	3 556 $	3 609 $	**132 $**	774 $	1 432 $	**13 439 $**	9 634 $	10 000 $

Note 5 (PERTES) GAINS À LA CESSION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

Les revenus de placement et autres produits comprennent des gains (pertes) nets (nettes) à la cession d'éléments d'actif secondaires de (2) millions $ (49 millions $ en 2001; 73 millions $ en 2000).

Note 6 CHARGES D'EXPLOITATION, DE COMMERCIALISATION ET D'ADMINISTRATION

Les charges d'exploitation, de commercialisation et d'administration en 2000 comprennent une provision de 66 millions $ relative à des réductions de l'effectif et à des frais connexes reliés aux locaux à bureaux. La provision a réduit le bénéfice net de 2000 de 38 millions $.

Note 7 CONVERSION DE DEVISES

La conversion de devises comprend les éléments suivants :

	2002	2001	2000
(Gain) perte à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	**(11) $**	102 $	67 $
Perte à la conversion des états financiers des filiales internationales	**63**	–	–
	52 $	102 $	67 $

Note 8 IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Le calcul des impôts sur le bénéfice, qui nécessite un ajustement du bénéfice avant impôts pour tenir compte des éléments non imposables et non déductibles, se présente comme suit :

	2002	2001	2000
Bénéfice avant impôts	**1 828 $**	1 329 $	1 423 $
Ajouter (déduire) :			
Redevances et autres paiements non déductibles à des gouvernements provinciaux, montant net	**277**	413	385
Déduction relative aux ressources	**(467)**	(476)	(452)
Participation aux bénéfices des sociétés du même groupe	**(9)**	(9)	(10)
Opérations de change non imposables	**52**	87	40
Autres	**(3)**	(1)	(18)
Bénéfice ajusté avant impôts sur le bénéfice	**1 678 $**	1 343 $	1 368 $
Taux de l'impôt fédéral canadien sur le bénéfice	**38,0 %**	38,0 %	38,0 %
Impôts sur le bénéfice ajusté en fonction du taux de l'impôt fédéral canadien sur le bénéfice	**638 $**	510 $	520 $
Impôt des grandes sociétés	**16**	15	15
Impôts provinciaux et autres impôts sur le bénéfice, déduction faite de l'abattement fédéral	**27**	49	62
Augmentation (diminution) des impôts futurs en raison de modifications des taux provinciaux	**4**	(61)	–
Taux d'imposition du bénéfice étranger plus élevés	**176**	–	–
Crédits d'impôt et autres	**(7)**	(30)	(33)
Impôts sur le bénéfice	**854 $**	483 $	564 $
Taux d'imposition effectif appliqué au bénéfice avant impôts	**46,7 %**	36,3 %	39,6 %

Note 8 IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE *suite*

Les impôts futurs comprennent les passifs (actifs) d'impôts futurs liés aux écarts temporaires des postes suivants :

	2002	2001
Immobilisations corporelles	**1 992 $**	1 325 $
Bénéfice d'une société de personnes [1]	**278**	397
Stocks	**(161)**	(78)
Crédits reportés et autres éléments de passif	**(191)**	(162)
Charges reportées et autres éléments d'actif	**18**	5
Report prospectif de pertes et autres	**(115)**	(4)
	1 821 $	1 483 $

1 Le bénéfice imposable de certaines activités du secteur d'Amont au Canada est généré par une société de personnes et les impôts exigibles afférents de l'exercice seront payables au cours du prochain exercice.

Les impôts reportés relatifs aux distributions associés aux activités internationales n'ont pas été constatés. D'après les plans actuels, le rapatriement des fonds qui dépassent le réinvestissement à l'étranger ne donnera pas lieu à une charge d'impôt additionnelle importante.

Des questions complexes touchant les impôts sur le bénéfice, qui nécessitent l'interprétation d'une réglementation en constante évolution, se posent au moment du calcul des impôts sur le bénéfice. La direction estime qu'une provision suffisante a été constituée pour tenir compte de toutes les questions en suspens de cette nature.

Note 9 BÉNÉFICE PAR ACTION

Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation utilisé pour le calcul du bénéfice de base par action et du bénéfice dilué par action, en supposant la levée de toutes les options d'achat d'actions en cours ayant un effet de dilution, était de :

	2002	2001	2000
Nombre moyen d'actions en circulation *(en millions)*			
De base	**262,8**	264,9	272,3
Dilué	**265,7**	267,4	274,6

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, 375 700 options d'achat d'actions ayant un prix de levée de 45,68 $ (néant en 2001; 274 200 options d'achat d'actions ayant un prix de levée de 34,00 $ en 2000) ont été exclues du calcul du bénéfice dilué par action car le prix de levée excédait le cours moyen des actions pour les périodes correspondantes.

Note 10 ÉLÉMENTS SANS EFFET SUR LA TRÉSORERIE

	2002	2001	2000
Dépréciation, épuisement et amortissement	**957 $**	568 $	584 $
Impôts futurs	**(105)**	(45)	201
Provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	**27**	17	30
(Gain) perte à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	**(11)**	102	67
Pertes de change	**90**	–	–
Perte (gain) à la cession d'éléments d'actif	**2**	(49)	(73)
Autres	**41**	4	31
	1 001 $	597 $	840 $

Note 11 DIMINUTION (AUGMENTATION) DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE ET AUTRES ÉLÉMENTS

	2002	2001	2000
Activités d'exploitation et autres			
Débiteurs	**(268) $**	465 $	(283) $
Stocks	**(74)**	–	46
Charges payées d'avance	**9**	5	5
Créditeurs et charges à payer	**467**	(433)	234
Impôts sur le bénéfice exigibles	**(313)**	40	122
Tranche du passif à long terme échéant à moins d'un an et autres	**(47)**	(22)	(37)
	(226) $	55 $	87 $
Activités d'investissement			
Débiteurs	**– $**	64 $	(63) $
Créditeurs et charges à payer	**(16)**	32	19
	(16) $	96 $	(44) $
Activités de financement			
Débiteurs	**– $**	2 $	(2) $
Créditeurs et charges à payer	**–**	(2)	1
	– $	– $	(1) $

Le fonds de roulement hors caisse comprend l'actif et le passif à court terme autres que l'encaisse et les placements à court terme, ainsi que la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

Note 12 ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

Les placements à court terme sont considérés comme des quasi-espèces et ils sont comptabilisés au coût, qui correspond approximativement à la valeur marchande.

	2002	2001
Encaisse	**139 $**	94 $
Moins : chèques en circulation	**167**	100
	(28)	(6)
Placements à court terme	**262**	787
	234 $	781 $

Les paiements en espèces au titre des intérêts et des impôts sur le bénéfice ont été les suivants :

	2002	2001	2000
Intérêts	**178 $**	158 $	154 $
Impôts sur le bénéfice	**1 172 $**	483 $	186 $

Note 13 STOCKS

	2002	2001
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	**429 $**	377 $
Matériel et fournitures	**156**	78
	585 $	455 $

Note 14 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	2002			2001			2002	2001
	Coût	Dépréciation, épuisement et amortissement cumulés	Montant net	Coût	Dépréciation, épuisement et amortissement cumulés	Montant net	Dépenses en immobilisations	
Amont								
Canada								
Gaz nord-américain	**3 905 $**	**1 914 $**	**1 991 $**	3 618 $	1 689 $	1 929 $	**324 $**	406 $
Pétrole de la côte Est	**2 637**	**562**	**2 075**	2 362	326	2 036	**272**	257
Sables pétrolifères	**1 905**	**523**	**1 382**	1 325	489	836	**439**	275
International	**2 373**	**296**	**2 077**	203	51	152	**166**	101
	10 820	**3 295**	**7 525**	7 508	2 555	4 953	**1 201**	1 039
Aval								
Raffinage	**2 867**	**1 423**	**1 444**	2 766	1 338	1 428	**222**	226
Commercialisation et autres	**2 208**	**1 133**	**1 075**	2 115	1 079	1 036	**122**	157
	5 075	**2 556**	**2 519**	4 881	2 417	2 464	**344**	383
Autres immobilisations corporelles	**443**	**403**	**40**	432	389	43	**15**	14
	16 338 $	**6 254 $**	**10 084 $**	12 821 $	5 361 $	7 460 $	**1 560 $**	1 436 $

Les intérêts capitalisés en 2002 se sont élevés à 4 millions $ (16 millions $ en 2001; 12 millions $ en 2000).

Des dépenses d'exploration de 301 millions $ (245 millions $ en 2001) imputées aux résultats sont retranchées des activités d'exploitation et sont incluses dans les dépenses en immobilisations sous activités d'investissement dans l'état consolidé des flux de trésorerie.

Des coûts de 638 millions $ (néant en 2001) liés à des activités du secteur Amont – International et de 250 millions $ (1 119 millions $ en 2001) liés à des projets du Pétrole de la côte Est n'ayant pas encore été mis en production ne font pas actuellement l'objet d'une charge pour épuisement.

Des contrats de location-acquisition d'un coût net de 74 millions $ (78 millions $ en 2001) et de 31 millions $ (néant en 2001) sont inclus dans les éléments d'actif du Pétrole de la côte Est et des Sables pétrolifères, respectivement (Note 16).

Note 15 CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

	2002	2001
Placements	**77 $**	59 $
Capitalisation reportée des régimes de retraite	**34**	49
Frais de financement reportés	**36**	17
Autres	**65**	40
	212 $	165 $

DETTE À LONG TERME

	Échéance	2002	2001
Débentures et effets			
Débentures non garanties 7,00 % (250 millions $ US)	2028	**395 $**	398 $
Débentures non garanties 7,875 % (275 millions $ US)	2026	**434**	438
Débentures non garanties 9,25 % (300 millions $ US)	2021	**474**	478
Contrats de location-acquisition *(Note 14)*	2007-2017	**115**	87
Facilités de crédit liées à une acquisition [2]	2003-2005	**1 639**	–
		3 057	1 401
Tranche échéant à moins d'un an		**(356)**	(5)
		2 701 $	1 396 $

Les intérêts sur la dette à long terme se sont élevés à 182 millions $ en 2002 (134 millions $ en 2001; 138 millions $ en 2000).

1 Au cours de 2002, la Société a conclu un contrat de transport pour acheminer du bitume entre les installations de production de MacKay River et le terminal du pipeline Athabasca. Ce contrat a été conclu pour une durée initiale de 15 ans se terminant en 2017 et peut être prorogé au gré de la Société pour une période additionnelle de 10 ans.

La Société a conclu un contrat relativement à l'affrètement à temps et à l'exploitation d'un navire pour le transport de la production de pétrole brut provenant de la côte Est du Canada. Ce contrat a été conclu pour une durée initiale de 10 ans se terminant en 2007 et il peut être prorogé au gré de la Société pour une période additionnelle de 15 ans.

Les contrats de transport et d'affrètement à temps sont comptabilisés comme des contrats de location-acquisition et comportent des taux d'intérêt implicites de 14,65 % et de 11,90 %, respectivement. Le solde total du remboursement à effectuer en vertu des contrats de transport et d'affrètement à temps est de 115 millions $, dont un montant variant entre 6 millions $ et 9 millions $ au cours de chacun des cinq prochains exercices.

2 La Société a obtenu deux facilités de crédit non garanties avec certaines banques pour l'acquisition des activités pétrolières et gazières de Veba Oil & Gas GmbH (Note 3). Les facilités de crédit, qui totalisent 3 320 millions $, peuvent être utilisées sous forme de prêts à taux préférentiel, d'acceptations bancaires, de prêts basés sur le taux de base américain ou de prêts basés sur le taux LIBOR. En 2002, un montant de 2 100 millions $ a été prélevé sous forme d'acceptations bancaires en dollars canadiens et la Société a remboursé 461 millions $ et annulé un montant additionnel de 189 millions $ prévu par les facilités, réduisant celles-ci à 2 670 millions $ au 31 décembre 2002, dont une tranche de 1 639 millions $ est impayée. Le produit de tout futur financement par emprunt, à l'exclusion de la première tranche de 100 millions $, doit servir à rembourser les montants impayés en vertu de ces facilités.

Au 31 décembre 2002, les remboursements prévus se présentent comme suit : 350 millions $ en 2003, 591 millions $ en 2004 et 698 millions $ en 2005.

CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF

	2002	2001
Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	**344 $**	216 $
Avantages complémentaires de retraite	**143**	133
Passif à long terme	**134**	132
	621 $	481 $

AVOIR DES ACTIONNAIRES

	2002	2001
Actions ordinaires	**1 258 $**	1 228 $
Surplus d'apport	**2 138**	2 138
Bénéfices non répartis	**2 380**	1 511
	5 776 $	4 877 $

Le capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité :

(a) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de premier rang;
(b) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de deuxième rang; et
(c) d'actions ordinaires.

Note 14 AVOIR DES ACTIONNAIRES suite

Les mouvements relatifs aux actions ordinaires ont été les suivants :

	2002			2001		
	Actions	**Montant**	**Surplus d'apport**	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au début de l'exercice	**262 191 041**	**1 228 $**	**2 138 $**	269 807 215	1 238 $	2 456 $
Actions émises contre espèces en vertu des régimes d'options d'achat d'actions et d'actionnariat des employés	**1 403 936**	**30**	**–**	1 813 581	34	–
Actions rachetées pour annulation	**–**	**–**	**–**	(9 429 755)	(44)	(318)
Solde à la fin de l'exercice	**263 594 977**	**1 258 $**	**2 138 $**	262 191 041	1 228 $	2 138 $

La Société a racheté des actions ordinaires en vertu d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités ayant débuté le 1er novembre 2000 et s'étant terminée le 31 octobre 2001. Au cours de 2001, 9 429 755 actions ont été rachetées au coût total de 362 millions $. L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions rachetées a été porté en déduction du surplus d'apport.

Régime d'options d'achat d'actions

La Société offre un régime d'options d'achat d'actions en vertu duquel elle peut octroyer des options aux administrateurs, aux membres de la direction et à certains employés jusqu'à concurrence de 22 millions d'actions ordinaires. Les options d'achat d'actions ont une durée maximale de 10 ans, sont acquises sur des périodes d'au plus quatre ans et peuvent être levées au cours du marché des actions aux dates d'octroi des options.

La variation du nombre d'options d'achat d'actions en cours a été la suivante :

	2002		2001	
	Actions	**Prix de levée moyen pondéré** *(en dollars)*	Actions	Prix de levée moyen pondéré *(en dollars)*
Solde au début de l'exercice	**7 216 770**	**26 $**	6 765 601	20 $
Options octroyées	**2 482 700**	**36**	2 372 500	37
Options levées	**(1 403 936)**	**22**	(1 813 581)	18
Options annulées	**(69 550)**	**30**	(107 750)	27
Solde à la fin de l'exercice	**8 225 984**	**30 $**	7 216 770	26 $

Les options d'achat d'actions suivantes étaient en cours au 31 décembre 2002 :

			Options en cours	Options pouvant être levées	
Nombre	Fourchette des prix de levée *(en dollars)*	Durée moyenne pondérée *(en années)*	Prix de levée moyen pondéré *(en dollars)*	Nombre	Prix de levée moyen pondéré *(en dollars)*
53 520	8 à 13 $	1,6	10 $	53 520	10 $
1 068 853	14 à 18	5,5	16	860 236	16
1 607 115	19 à 25	6,4	21	1 018 058	21
2 903 222	26 à 35	8,3	32	711 322	27
2 593 274	36 à 46	8,3	38	554 394	37
8 225 984	8 à 46 $	7,8	30 $	3 197 530	24 $

AVOIR DES ACTIONNAIRES suite

Bénéfice net pro forma

Le tableau ci-dessous présente le bénéfice net pro forma et le bénéfice par action pro forma calculés selon l'hypothèse que la méthode comptable fondée sur la juste valeur a servi à comptabiliser le coût de rémunération lié aux options qui est amorti sur leur période d'acquisition.

	Bénéfice net de 2002	Bénéfice par action De base (en dollars)	Bénéfice par action Dilué (en dollars)
Bénéfice net présenté	974 $	3,71 $	3,67 $
Ajustement pro forma	6	0,03	0,03
Bénéfice net pro forma	968 $	3,68 $	3,64 $

La juste valeur moyenne pondérée estimative des options, soit 12,74 $ par action, a été calculée au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black-Scholes d'après les hypothèses suivantes :

Taux d'intérêt sans risque	4,9 %
Période de conservation prévue avant la levée	6 ans
Volatilité du cours du marché des actions ordinaires	33 %
Dividende annuel estimatif	1,4 %

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et certains avantages comme l'assurance-maladie et l'assurance-vie à ses retraités admissibles. Le coût de ces avantages est déterminé en fonction de la valeur actuarielle des prestations constituées sur la durée estimative de la carrière active des employés. Les dispositions des régimes à prestations déterminées sont généralement fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen des dernières années de service. Certaines dispositions des régimes à prestations déterminées prévoient qu'une partie des cotisations sera assurée par les employés et l'autre partie du financement des régimes enregistrés par des cotisations de la Société établies suivant les conseils d'un actuaire indépendant. Les régimes à cotisations déterminées prévoient le versement d'une cotisation annuelle allant de 5 % à 8 % des gains ouvrant droit à pension de chaque employé participant. La presque totalité de l'actif des régimes est investie dans des titres de participation, des titres à revenu fixe et d'autres titres négociables.

Charge au titre des régimes d'avantages sociaux	Régimes de retraite **2002**	2001	2000	Avantages complémentaires de retraite **2002**	2001	2000
(a) Régimes à prestations déterminées						
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	**25 $**	22 $	20 $	**3 $**	2 $	3 $
Intérêts débiteurs	**74**	70	69	**11**	11	10
Rendement prévu de l'actif des régimes	**(83)**	(88)	(83)	**–**	–	–
Amortissement de l'obligation (actif) transitoire	**(5)**	(5)	(5)	**2**	2	1
Amortissement des pertes actuarielles nettes	**7**	–	–	**–**	–	–
	18	(1)	1	**16**	15	14
(b) Régimes à cotisations déterminées	**10**	7	6			
Charge totale	**28 $**	6 $	7 $	**16 $**	15 $	14 $
Capitalisation des régimes d'avantages sociaux	**22 $**	9 $	6 $	**7 $**	7 $	6 $

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS *suite*

Situation financière des régimes à prestations déterminées	Régimes de retraite 2002	Régimes de retraite 2001	Avantages complémentaires de retraite 2002	Avantages complémentaires de retraite 2001
Juste valeur de l'actif des régimes	**927 $**	1 039 $	**– $**	– $
Obligation au titre des prestations constituées	**1 206**	1 119	**186**	172
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(279)**	(80)	**(186)**	(172)
Obligation (actif) transitoire non amorti(e)	**(39)**	(44)	**21**	23
Pertes actuarielles nettes non amorties	**352**	173	**22**	16
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**34 $**	49 $	**(143)$**	(133)$
Rapprochement de l'actif des régimes				
Juste valeur de l'actif des régimes au début de l'exercice	**1 039 $**	1 113 $	**– $**	– $
Acquisition	**26**	–	**–**	–
Cotisations	**22**	9	**–**	–
Prestations versées	**(61)**	(60)	**–**	–
Perte réelle sur l'actif des régimes	**(91)**	(17)	**–**	–
Autres	**(8)**	(6)	**–**	–
Juste valeur de l'actif des régimes à la fin de l'exercice	**927 $**	1 039 $	**– $**	– $
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice	**1 119 $**	1 047 $	**172 $**	160 $
Acquisition	**33**	–	**–**	–
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**25**	22	**3**	2
Intérêts débiteurs	**74**	70	**11**	11
Prestations versées	**(61)**	(60)	**(7)**	(7)
Pertes actuarielles	**12**	40	**7**	6
Autres	**4**	–	**–**	–
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	**1 206 $**	1 119 $	**186 $**	172 $

Situation de capitalisation

La situation de capitalisation inclut les montants suivants relatifs aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

	Régimes de retraite 2002	Régimes de retraite 2001	Avantages complémentaires de retraite 2002	Avantages complémentaires de retraite 2001
Obligation au titre des prestations constituées	**(1 206)$**	(161)$	**(186)$**	(172)$
Juste valeur de l'actif des régimes	**927**	67	**–**	–
Déficit des régimes	**(279)$**	(94)$	**(186)$**	(172)$

Hypothèses touchant les régimes à prestations déterminées	2002	2001	2000
Taux d'actualisation de l'obligation à la fin de l'exercice	**6,5 %**	6,5 %	6,8 %
Taux de rendement à long terme de l'actif des régimes	**8,0 %**	8,0 %	8,0 %
Taux d'augmentation de la rémunération, à l'exclusion des augmentations au mérite	**3,0 %**	3,0 %	2,5 %
Augmentation annuelle du coût par personne des avantages complémentaires de retraite	**6,3 %** [1]	6,2 %	6,2 % [2]

1. 7,5 % en 2003 et par la suite.
2. 6,2 % en 2008 et par la suite.

INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société est exposée à des risques de marché résultant des fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt dans le cours normal de ses activités commerciales. La Société surveille les risques liés aux fluctuations du marché et utilise à l'occasion des instruments dérivés pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. La Société a recours aux instruments dérivés uniquement aux fins de couverture.

Pétrole brut et produits

Le secteur d'Aval a conclu des contrats à terme et des contrats d'options pour réduire le risque lié aux fluctuations des marges, notamment les marges sur les ventes de produits à prix fixe, et aux fluctuations des prix à court terme à l'achat de pétrole brut et de produits raffinés étrangers et canadiens.

Gaz naturel

La Société a conclu des contrats d'achat à terme de gaz naturel pour gérer le risque lié aux ventes de gaz naturel à prix fixe et pour gérer ses coûts de combustible dans le cadre de certaines ventes de produits à prix fixe.

Devises

Le secteur d'Aval a conclu des contrats à terme pour réduire le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et l'euro dans le cadre de certaines ventes de produits à prix fixe.

Taux d'intérêt

En prévision de l'émission de débentures en dollars américains en 2003, la Société a conclu des instruments dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir une partie du risque de fluctuations défavorables des taux d'intérêt auquel elle sera exposée. De plus, la Société a conclu des contrats de garantie de taux de courte durée pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à sa dette à taux variable.

Les contrats non exécutés de la Société faisant partie de ces instruments dérivés et les justes valeurs s'y rattachant au 31 décembre 2002 se présentaient comme suit :

	Quantité	Prix/taux moyen	Juste valeur	Échéance
Pétrole brut et produits *(en millions de barils)*				
Achat de pétrole brut	4,0	40,59 [1]	13 $	2003/2004
Achat de produits	1,4	41,52 [1]	1	2003
Gaz naturel *(en milliards de pieds cubes)*				
Achat de gaz naturel	0,6	5,99 [1]	1	2003
Devises *(en millions d'euros)*				
Achat à terme	3	1,5540 [2]	–	2003
Taux d'intérêt *(en millions de dollars canadiens)*	624 [3]	4,1516 [4]	(20)	2003
			(5) $	

1 En dollars canadiens le baril ou le millier de pieds cubes, selon le cas.
2 Taux moyen pondéré des contrats à terme sur euros.
3 Le montant équivalent en dollars canadiens comprend 300 millions $ US et 150 millions $ CA.
4 Taux d'intérêt moyen pondéré en pourcentage.

Note 20 INSTRUMENTS FINANCIERS suite

Les instruments dérivés comportent un certain risque de crédit. La Société contrôle ce risque par l'adoption de politiques et de limites de crédit qui s'appliquent au choix des parties. Le risque de marché lié aux variations de la valeur ou du coût de règlement des instruments dérivés de la Société est essentiellement contrebalancé par les gains ou les pertes sur les positions couvertes.

La juste valeur, la méthode de détermination de celle-ci et la valeur comptable des instruments financiers de la Société se présentaient comme suit :

Actif ou passif à court terme

La juste valeur des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme, en excluant la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, se rapproche de la valeur comptable de ces instruments en raison de leur courte échéance.

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme est fondée sur les cours du marché.

Instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés, qui est fondée sur les cours fournis par les courtiers en valeurs mobilières, représente une approximation des montants qui auraient été obtenus de parties ou payés à celles-ci pour régler ces instruments avant leur échéance. La Société a l'intention de détenir tous les instruments dérivés non exécutés au 31 décembre 2002 jusqu'à l'échéance.

	2002		2001	
	Valeur comptable	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme	**(71)$**	**(71)$**	381 $	381 $
Dette à long terme	**(3 057)$**	**(3 358)$**	(1 401)$	(1 538)$
Instruments dérivés	**– $**	**(5)$**	– $	(11)$

Note 21 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société conclut des opérations avec le gouvernement du Canada (qui détenait 19 % des actions émises de la Société au 31 décembre 2002), ses organismes et d'autres apparentés dans le cours normal de ses activités et, par conséquent, aux mêmes conditions qu'avec des non-apparentés.

Note 22 ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

(a) La Société loue des biens et du matériel en vertu de divers contrats de location-exploitation à long terme arrivant à échéance au plus tard en 2013. Les loyers annuels minimaux relatifs aux contrats de location-exploitation non résiliables sont évalués à 101 millions $ en 2003, à 84 millions $ en 2004, à 69 millions $ en 2005, à 63 millions $ en 2006, à 57 millions $ en 2007 et à 50 millions $ par année par la suite jusqu'en 2013.

(b) La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal de ses activités. La direction est d'avis que tout règlement éventuel n'aurait pas d'effet important sur la situation financière de la Société.

PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés de la Société ont été préparés conformément aux PCGR du Canada, qui diffèrent à certains égards des principes applicables aux États-Unis. Les principales différences par rapport aux principes comptables afférents aux états financiers consolidés ci-joints sont les suivantes :

(a) Impôts sur le bénéfice Avec prise d'effet le 1er janvier 2000, la Société a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives aux impôts futurs, passant ainsi de la méthode du report d'impôts fixe à la méthode du passif fiscal. Cette dernière méthode diffère de celle qui s'appliquerait en vertu des PCGR des États-Unis en raison de l'application de dispositions transitoires, de l'utilisation des taux d'imposition pratiquement en vigueur au lieu des taux en vigueur et de la comptabilisation de certaines déductions fiscales et de certains crédits d'impôt canadiens.

(b) Capitalisation des intérêts En vertu des PCGR des États-Unis, les intérêts doivent être capitalisés en tant qu'éléments du coût de certains éléments d'actif pendant la mise en place en vue de leur usage prévu. La Société capitalise les intérêts se rapportant à la construction de nouvelles installations importantes mais ne capitalise pas les intérêts se rapportant à tous les éléments d'actif qui exigeraient une telle capitalisation en vertu des PCGR des États-Unis.

(c) Surplus d'apport Au cours d'exercices précédents, la Société a transféré des sommes du surplus d'apport au déficit cumulé. En vertu des PCGR des États-Unis, ces transferts n'auraient pas eu lieu.

(d) Instruments dérivés et activités de couverture En vertu des PCGR des États-Unis, la comptabilisation des instruments dérivés et des activités de couverture est régie par le Statement of Financial Accounting Standard nº 133 (« SFAS 133 »). Le SFAS 133 établit des normes comptables et de présentation exigeant que tous les instruments dérivés soient portés au bilan en tant qu'éléments d'actif ou de passif évalués à leur juste valeur, et que les variations de la juste valeur soient incluses dans les résultats de la période courante à moins que des critères précis concernant la comptabilisation des activités de couverture soient respectés. Dans le cas des activités de couverture des flux de trésorerie, les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont imputées au bénéfice net au cours de la même période que l'élément couvert et toute variation de la juste valeur antérieure à cette période est incluse dans les autres éléments du résultat global. Dans le cas des activités de couverture de la juste valeur, l'instrument dérivé et l'engagement sous-jacent sont tous deux portés au bilan à leur juste valeur et toute variation de la juste valeur est constatée dans le bénéfice net de la période courante.

(e) Passif minimal découlant des régimes de retraite Les PCGR des États-Unis exigent la comptabilisation d'un passif minimal découlant des régimes de retraite dans le cas des régimes de retraite qui sont sous-capitalisés. La variation du passif minimal, qui représente l'excédent de l'obligation non capitalisée au titre des prestations constituées sur les charges de retraite établies antérieurement, est incluse dans les autres éléments du résultat global.

(f) Résultat global Les PCGR des États-Unis font appel au concept de résultat global, qui comprend le bénéfice net et d'autres éléments du résultat global. Il n'existe pas de concept similaire en vertu des PCGR du Canada. Les autres éléments du résultat global reflètent la variation des capitaux propres au cours de la période en raison de transactions et d'autres événements attribuables à des non-propriétaires et comprennent des éléments comme les variations de la juste valeur des activités de couverture des flux de trésorerie, les ajustements relatifs au passif minimal découlant des régimes de retraite et certains ajustements relatifs à la conversion de devises.

L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur les résultats présentés :

	2002	2001	2000
Bénéfice net présenté dans l'état consolidé des résultats	**974 $**	846 $	859 $
Ajustements, déduction faite des impôts sur le bénéfice applicables			
Capitalisation des intérêts et amortissement afférent	**15**	31	14
Comptabilisation des impôts sur le bénéfice	**(92)**	(29)	(35)
Autres	**(2)**	(1)	1
Bénéfice net, ajusté	**895 $**	847 $	839 $
Bénéfice de base par action, ajusté	**3,41 $**	3,20 $	3,08 $
Bénéfice dilué par action, ajusté	**3,37 $**	3,17 $	3,06 $
Résultat global			
Bénéfice net, ajusté	**895 $**	847 $	839 $
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les instruments dérivés	**4**	(7)	–
Passif minimal découlant des régimes de retraite	**(111)**	–	–
	788 $	840 $	839 $

Note 21 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS suite

L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur les bilans consolidés présentés :

	31 décembre 2002		31 décembre 2001	
	Présenté	**PCGR des États-Unis**	Présenté	PCGR des États-Unis
Actif à court terme	**2 434 $**	**2 434 $**	2 009 $	2 009 $
Immobilisations corporelles, montant net	**10 084**	**10 662**	7 460	8 037
Écart d'acquisition	**709**	**688**	–	–
Charges reportées et autres éléments d'actif	**212**	**209**	165	158
Passif à court terme	**2 520**	**2 525**	1 397	1 408
Dette à long terme	**2 701**	**2 701**	1 396	1 396
Crédits reportés et autres éléments de passif	**621**	**808**	481	481
Impôts futurs	**1 821**	**2 073**	1 483	1 746
Actions ordinaires	**1 258**	**1 258**	1 228	1 228
Surplus d'apport	**2 138**	**3 260**	2 138	3 260
Bénéfices non répartis	**2 380**	**1 482**	1 511	692
Autres éléments du résultat global cumulés (perte)	**– $**	**(114)$**	– $	(7)$

Recentes prises de position sur la comptabilite

Les PCGR des États-Unis exigent que la Société communique les prises de position sur la comptabilité qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore applicables à l'information financière qu'elle présente. Les prises de position sur la comptabilité pertinentes suivantes ont récemment été publiées :

Garanties

En novembre 2002, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'interprétation du FASB n° 45, « Guarantor's Accounting and Disclosure Requirements for Guarantees, Including Indirect Guarantees of Indebtedness of Others » (« FIN 45 »). Le FIN 45 explique l'information que doit fournir un garant au sujet de ses obligations en vertu de certaines garanties émises et précise qu'un garant est tenu de constater, au moment de la mise en vigueur d'une garantie, un élément de passif pour la juste valeur de l'obligation assumée au titre de la garantie. On précise plusieurs situations où un garant n'est pas obligé de constater un élément de passif au moment de l'entrée en vigueur d'une obligation. Les dispositions du FIN 45 relatives à la constatation et à l'évaluation initiales s'appliquent de façon prospective aux garanties émises ou modifiées après le 31 décembre 2002. Les dispositions relatives à la présentation de l'information sont en vigueur pour les périodes se terminant après le 15 décembre 2002. L'incidence de l'adoption de cette interprétation sur les états financiers de la Société établis d'après les PCGR des États-Unis n'a pas été déterminée.

Obligations relatives à la mise hors service de biens

En juin 2001, le FASB a publié l'énoncé n° 143, « Accounting for Asset Retirement Obligations » (« SFAS 143 »). Le SFAS 143 exige que les sociétés comptabilisent la juste valeur des obligations légales associées à la mise hors service d'immobilisations au cours de la période où elles sont engagées. L'obligation est capitalisée comme faisant partie du coût de l'immobilisation et est amortie aux résultats sur sa durée de vie utile. Le SFAS 143 s'applique à tous les exercices débutant après le 15 juin 2002. L'incidence de l'adoption des dispositions du SFAS 143 sur les états financiers consolidés de la Société établis d'après les PCGR des États-Unis n'a pas été déterminée.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur avant redevances

(pétrole brut et équivalents en millions de barils; gaz naturel en milliards de pieds cubes)

	AMÉRIQUE DU NORD						
	OUEST DU CANADA		CÔTE EST [1]	SABLES PÉTROLIFÈRES		TOTAL PARTIEL	
	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut	Pétrole brut synthétique	Bitume [5]	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel
Début de l'exercice 2001	**54**	**2 331**	**38**	**320**	**–**	**412**	**2 331**
Révisions d'estimations antérieures [4]	1	8	–	–	–	1	8
Vente de réserves en place	(2)	(120)	–	–	–	(2)	(120)
Achat de réserves en place	–	9	–	–	–	–	9
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	7	261	15	–	33	55	261
Production	(6)	(261)	(11)	(10)	–	(27)	(261)
Fin de l'exercice 2001	**54**	**2 228**	**42**	**310**	**33**	**439**	**2 228**
Révisions d'estimations antérieures [4]	3	(49)	52	24	–	79	(49)
Vente de réserves en place	–	(5)	–	–	–	–	(5)
Achat de réserves en place	–	14	–	–	–	–	14
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	5	256	–	–	–	5	256
Production	(7)	(263)	(26)	(10)	(1)	(44)	(263)
Fin de l'exercice 2002	**55**	**2 181**	**68**	**324**	**32**	**479**	**2 181**

Réserves probables avant redevances

(pétrole brut et équivalents en millions de barils; gaz naturel en milliards de pieds cubes)

	AMÉRIQUE DU NORD						
	OUEST DU CANADA		CÔTE EST	SABLES PÉTROLIFÈRES		TOTAL PARTIEL	
	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut	Pétrole brut synthétique	Bitume	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel
Fin de l'exercice 2001	**25**	**883**	**205**	**134**	**215**	**579**	**883**
Révisions d'estimations antérieures [4]	(6)	(150)	24	(1)	–	17	(150)
Vente de réserves en place	–	–	–	–	–	–	–
Achat de réserves en place	–	7	–	–	–	–	7
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	–	22	–	–	–	–	22
Fin de l'exercice 2002	**19**	**762**	**229**	**133**	**215**	**596**	**762**

1 Les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur et les réserves probables avant redevances représentent la participation directe de Petro-Canada dans les réserves avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction des lois ou des règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Aucune quantité relative aux réserves n'a été incluse pour tenir compte des droits de redevances que Petro-Canada détient dans diverses propriétés.

2 Les réserves prouvées correspondent aux quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel que l'on croit, avec un degré raisonnable de certitude, pouvoir récupérer au cours des années à venir dans les gisements connus, en fonction des données géologiques et techniques recueillies, dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Les réserves prouvées mises en valeur sont celles que l'on estime pouvoir récupérer grâce aux installations ou aux puits actuels. Les réserves prouvées non mises en valeur sont celles qui ne peuvent être récupérées au moyen des installations ou des puits actuels, mais que l'on prévoit récupérer au moyen de forages de développement additionnels, ou encore grâce à l'amélioration des installations actuelles ou à l'ajout de nouvelles installations.

3 Les réserves non prouvées sont fondées sur des données géologiques ou techniques similaires à celles utilisées pour les estimations des réserves prouvées; cependant, en raison d'incertitudes d'ordre technique, contractuel, économique ou réglementaire, de telles réserves ne peuvent être classées comme prouvées. Les réserves non prouvées peuvent être classées en réserves probables et en réserves possibles. Les réserves probables sont moins certaines que les réserves prouvées et on peut les estimer avec un degré de certitude suffisamment élevé pour indiquer qu'elles sont plus susceptibles d'être récupérées que le contraire.

4 Les réserves prouvées à Hibernia et à Terra Nova sont fondées sur la récupération primaire à partir des blocs failles forés et des blocs failles non forés se trouvant entre les blocs failles forés et sur la récupération additionnelle à partir des blocs failles répondant à l'injection d'eau ou de gaz.

5 Les réserves prouvées et probables de pétrole brut synthétique sont fondées sur une haute certitude géologique et l'application de technologie éprouvée ou pilote. Dans le cas des réserves prouvées, les forages sont espacés de moins de 500 mètres et les approbations appropriées des copropriétaires et des organismes de réglementation ont été obtenues. Dans le cas des réserves probables, les forages sont espacés de moins de 1 000 mètres, les approbations appropriées des copropriétaires ont été obtenues et on cherche à obtenir l'approbation des organismes de réglementation.

	INTERNATIONAL								TOTAL	
	NORD-OUEST DE L'EUROPE[8]		AFRIQUE DU NORD ET PROCHE-ORIENT[9,10]		NORD DE L'AMÉRIQUE LATINE[11,12]		TOTAL PARTIEL			
	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	**Pétrole brut et liquides**	**Gaz naturel**
Réserves prouvées au début de l'exercice	**–**	**–**	**2**	**–**	**–**	**–**	**2**	**–**	**414**	**2 331**
Révisions	–	–	–	–	–	–	–	–	1	8
Production	–	–	–	–	–	–	–	–	(2)	(120)
Découvertes et extensions	–	–	10	–	–	–	10	–	10	9
Achats	–	–	–	–	–	–	–	–	55	261
Ventes	–	–	(1)	–	–	–	(1)	–	(28)	(261)
Réserves prouvées à la fin de l'exercice	**–**	**–**	**11**	**–**	**–**	**–**	**11**	**–**	**450**	**2 228**
Réserves probables[7]	3	11	45	10	–	–	48	21	127	(28)
Réserves possibles[7]	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(5)
Ressources initiales	59	149	269	78	–	346	328	573	328	587
Production cumulative	10	22	–	–	–	–	10	22	15	278
Ressources restantes	(10)	(22)	(36)	(11)	–	(5)	(46)	(38)	(90)	(301)
Réserves prouvées au début de l'exercice	**62**	**160**	**289**	**77**	**–**	**341**	**351**	**578**	**830**	**2 759**

	INTERNATIONAL								TOTAL	
	NORD-OUEST DE L'EUROPE[8]		AFRIQUE DU NORD ET PROCHE-ORIENT[9,10]		NORD DE L'AMÉRIQUE LATINE[11,12]		TOTAL PARTIEL			
	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	Pétrole brut et liquides	Gaz naturel	**Pétrole brut et liquides**	**Gaz naturel**
Réserves prouvées au début de l'exercice	**–**	**–**	**43**	**221**	**–**	**–**	**43**	**221**	**622**	**1 104**
Révisions	(4)	(17)	(66)	(221)	–	–	(70)	(238)	(53)	(388)
Production	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Découvertes et extensions	22	45	152	–	–	67	174	112	174	119
Achats	10	88	–	–	–	–	10	88	10	110
Ventes										
Réserves prouvées à la fin de l'exercice	**28**	**116**	**129**	**–**	**–**	**67**	**157**	**183**	**753**	**945**
Réserves probables[7]										
Réserves possibles[7]										
Ressources initiales										
Production cumulative										
Ressources restantes										

6 Les réserves prouvées à MacKay River sont fondées sur des estimations prudentes des réserves récupérables au moyen des puits existantes de puits de production et d'injection.

7 Les réserves probables à Hibernia, à Terra Nova et à MacKay River sont fondées sur les estimations de la récupération finale selon les plans actuels d'épuisement relatifs à ces propriétés, moins les volumes produits ou inclus dans les réserves prouvées.

8 Les réserves dans le nord-ouest de l'Europe sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves exploitées à terre aux Pays-Bas.

9 Les réserves en Syrie et au Kazakhstan sont détenues en vertu d'accords de partage de la production avec les gouvernements. La part attribuable à l'État est divisée en redevances et en impôts aux fins de l'établissement de rapports au Canada.

10 À l'exception du champ En Naga, les réserves en Libye sont détenues en vertu d'une concession et sont assujetties à un régime de redevances et d'impôts. Le champ En Naga est détenu en vertu d'un accord de partage de la production et la part attribuable au gouvernement est divisée en redevances et en impôts aux fins de l'établissement de rapports au Canada.

11 Les réserves en Algérie sont détenues en vertu d'un accord de partage de la production avec le gouvernement. La part attribuable à l'État est divisée en redevances et en impôts aux fins de l'établissement de rapports au Canada.

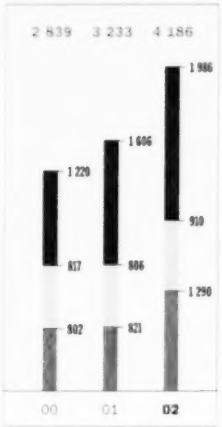
12 Les réserves de pétrole brut au Venezuela sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts.

13 Les réserves de gaz naturel à Trinité sont détenues en vertu d'un accord de partage de la production avec le gouvernement. La part attribuable à l'État est divisée en redevances et en impôts aux fins de l'établissement de rapports au Canada.

14 Les révisions comprennent des modifications à la hausse ou à la baisse d'estimations antérieures à la lumière de nouveaux renseignements (à l'exception d'une augmentation de superficie) normalement obtenus à partir des antécédents de forage ou de production, ou d'une modification des facteurs économiques. Les révisions comprennent également les mouvements des réserves d'une catégorie à une autre en raison des activités de mise en valeur, par exemple un mouvement des réserves probables ou prouvées non mises en valeur aux réserves prouvées mises en valeur à la suite du forage et de la complétion d'un puits.

Portefeuille de réserves

Notre important portefeuille de réserves procure une solide assise pour la croissance future.



- Réserves prouvées *(en millions de barils équivalent pétrole)*
- Réserves probables *(en millions de barils équivalent pétrole)*
- Réserves possibles *(en millions de barils équivalent pétrole)*

– (La prudence est de rigueur lorsqu'on fait le total des réserves prouvées, probables et possibles. Il existe une probabilité de 90 % que les réserves réelles seront équivalentes ou supérieures aux réserves prouvées, une probabilité de 50 % que les réserves réelles seront équivalentes ou supérieures à la somme des réserves prouvées et probables et une probabilité de 10 % que les réserves réelles seront équivalentes ou supérieures à la somme des réserves prouvées, probables et possibles.)

Principaux emplacements des réserves et de la production

Pétrole brut Champs	Réserves prouvées avant redevances au 31 décembre 2002 *(en millions de barils)*	Pourcentage des réserves prouvées totales de pétrole	Production quotidienne moyenne de 2002 avant redevances[1] *(en milliers de barils)*	Pourcentage de la production quotidienne totale de pétrole en 2002
Syncrude, Alberta	324	41	27	12
Ghani/Zenad Farud, Libye	54	7	9	4
Amal, Libye	53	7	10	4
Hibernia, Terre-Neuve	38	5	36	16
MacKay River, Alberta[2]	32	4	1	1
Terra Nova, Terre-Neuve[2]	30	4	36	16
Ghani Gir/Facha, Libye	22	3	3	1
Guillemot West et Northwest, Royaume-Uni	17	2	10	4
Omar, Syrie	17	2	10	4
Scott, Royaume-Uni	16	2	5	2
Autre	187	23	83	36
Total	**790**	**100**	**230**	**100**

Gaz naturel Champs	Réserves prouvées avant redevances au 31 décembre 2002 *(en milliards de pieds cubes)*	Pourcentage des réserves prouvées totales de gaz	Production quotidienne moyenne de 2002 avant redevances[1] *(en millions de pieds cubes)*	Pourcentage de la production quotidienne totale de gaz en 2002
Région de Wildcat Hills, Alberta	559	20	157	19
NCMA-1, Trinité[2]	341	12	13	1
Région de Hanlan, Alberta	273	10	100	12
Jedney/Beg/Bubbles, Colombie-Britannique	228	8	40	5
Région de Ricinus/Bearberry, Alberta	175	6	98	12
Medicine Hat, Alberta	156	6	33	4
Région de Laprise, Colombie-Britannique	121	4	39	5
Gilby/Wilson Creek, Alberta	98	4	31	4
Alderson, Alberta	81	3	23	3
Ferrier, Alberta	77	3	22	3
Autre	650	24	269	32
Total	**2 759**	**100**	**825**	**100**

1. Ne comprend pas les liquides de gaz naturel.
2. Le champ Terra Nova a été mis en production en janvier; l'installation NCMA-1 a été mise en production en août; l'installation de MacKay River a été mise en production en novembre.

Propriétés foncières pétrolières et gazières

(brutes[1] / nettes[2]) *(en millions d'acres)*	Mises en valeur[3]		Non mises en valeur[4]		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Canada continental[5]	2.09	1.02	4.00	2.76	6.09	3.78
Sables pétrolifères	0.26	0.03	0.68	0.30	0.94	0.33
Activités extracôtières, côte Est	0.09	0.02	5.05	1.71	5.14	1.73
Autres régions pionnières, Canada	–	–	7.49	6.19	7.49	6.19
Alaska	–	–	0.41	0.41	0.41	0.41
Total – Amérique du Nord	2.44	1.07	17.63	11.37	20.07	12.44
Nord-ouest de l'Europe	0.11	0.07	2.52	0.61	2.63	0.68
Afrique du Nord et Proche-Orient	0.91	0.38	9.15	6.09	10.06	6.47
Nord de l'Amérique latine	0.03	0.01	0.21	0.07	0.24	0.08
Total – International	1.05	0.46	11.88	6.77	12.93	7.23
Total	**3.49**	**1.53**	**29.51**	**18.14**	**33.00**	**19.67**

1. Inclut les participations des tiers.
2. Exclut les participations des tiers.
3. Régions dont on peut tirer une production.
4. Régions qu'on a le droit d'explorer.
5. Comprend le delta du Mackenzie.

INFORMATION FINANCIÈRE ET DONNÉES SUR LES ACTIONS PAR TRIMESTRE

(non vérifiés, en millions de dollars à moins d'indication contraire)

	Premier trimestre	**Deuxième trimestre**	**Troisième trimestre**	**Quatrième trimestre**	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre
				2002				2001
Produits								
Exploitation	**1 701 $**	**2 441 $**	**2 773 $**	**3 002 $**	2 476 $	2 277 $	2 072 $	1 757 $
Revenus de placement et autres produits	**7**	**(4)**	**(6)**	**3**	86	30	17	21
	1 708	**2 437**	**2 767**	**3 005**	2 562	2 307	2 089	1 778
Charges								
Achats de pétrole brut et de produits	**885**	**1 107**	**1 298**	**1 266**	1 249	1 239	1 233	966
Exploitation, commercialisation et administration	**397**	**494**	**528**	**617**	408	391	408	463
Exploration	**106**	**44**	**79**	**72**	111	38	37	59
Dépréciation, épuisement et amortissement	**162**	**240**	**276**	**279**	139	148	134	147
Conversion de devises	**1**	**(47)**	**82**	**16**	92	(71)	71	10
Intérêts	**30**	**45**	**56**	**56**	38	34	36	27
	1 581	**1 883**	**2 319**	**2 306**	2 037	1 779	1 919	1 672
Bénéfice avant impôts	**127**	**554**	**448**	**699**	525	528	170	106
Impôts sur le bénéfice	**39**	**233**	**239**	**343**	243	129	71	40
Bénéfice net	**88 $**	**321 $**	**209 $**	**356 $**	282 $	399 $	99 $	66 $
Flux de trésorerie	**287 $**	**540 $**	**642 $**	**807 $**	629 $	454 $	298 $	307 $
Bénéfice								
Amont								
Canada	**73 $**	**174 $**	**194 $**	**248** $	280 $	230 $	127 $	53 $
International	**(6)**	**58**	**78**	**95**	(24)	–	(2)	(1)
Aval	**45**	**73**	**58**	**78**	91	111	50	48
Services partagés	**(23)**	**(29)**	**(41)**	**(51)**	(11)	(7)	(8)	(25)
Bénéfice d'exploitation	**89**	**276**	**289**	**370**	336	334	167	75
Conversion de devises	**(1)**	**45**	**(80)**	**(16)**	(85)	65	(67)	(9)
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**–**	**–**	**–**	**2**	31	–	(1)	–
Bénéfice net	**88 $**	**321 $**	**209 $**	**356 $**	282 $	399 $	99 $	66 $
Données sur les actions *(en dollars par action)*								
Bénéfice								
– de base	**0,34 $**	**1,22 $**	**0,79 $**	**1,35 $**	1,05 $	1,50 $	0,38 $	0,25 $
– dilué	**0,33**	**1,21**	**0,79**	**1,34**	1,04	1,48	0,37	0,25
Flux de trésorerie	**1,09**	**2,06**	**2,44**	**3,06**	2,34	1,71	1,13	1,17
Dividendes par action	**0,10**	**0,10**	**0,10**	**0,10**	0,10	0,10	0,10	0,10
Cours des actions [1]								
– haut	**42,05**	**44,48**	**48,85**	**50,15**	38,60	43,65	42,01	43,50
– bas	**33,90**	**39,33**	**36,89**	**42,90**	33,50	35,05	35,33	35,09
– clôture *(fin de la période)*	**41,06 $**	**42,75 $**	**46,56 $**	**48,91 $**	35,44 $	36,02 $	38,97 $	39,31 $
Actions négociées *(en millions)* [2]	**63,9**	**37,5**	**49,8**	**45,2**	59,4	65,3	37,9	49,4

1 Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

2 Nombre total d'actions négociées aux bourses de Toronto et de New York.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	2002	2001	2000	1999	1998
Résultats consolidés					
Produits	**9 917 $**	8 736 $	9 545 $	6 168 $	5 040 $
Charges	**8 089**	7 407	8 122	5 621	4 888
Impôts sur le bénéfice	**854**	483	564	229	103
Bénéfice net	**974 $**	846 $	859 $	318 $	49 $
Flux de trésorerie	**2 276**	1 688	1 870	964	830
Total de l'actif	**13 439**	9 634	10 000	8 574	8 186
Capital utilisé moyen	**7 826**	6 259	5 883	5 645	5 560
Rendement d'exploitation du capital utilisé *(en pourcentage)*[1]	**14,5**	15,8	16,4	5,9	3,9
Rendement du capital utilisé *(en pourcentage)*	**13,9**	14,8	16,0	7,1	2,1
Dette	**3 057**	1 401	1 774	1 711	1 829
Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en pourcentage)*	**34,6**	22,3	28,4	30,0	32,7
Dette aux flux de trésorerie *(fois)*	**1,3**	0,8	0,9	1,8	2,2
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 861**	1 681	1 203	1 021	1 116
Employés *(nombre à la fin de l'exercice)*	**4 470**	4 178	4 024	4 417	4 620
Données relatives à l'actionnariat					
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**262,8**	264,9	272,3	271,5	271,2
Actions en circulation à la fin de l'exercice *(en millions)*[2]	**263,6**	262,2	269,8	271,8	271,3
Actions détenues par le public à la fin de l'exercice *(en millions)*	**214,2**	212,8	220,4	222,4	221,9
Cours des actions *(en dollars)*[3]					
– à la fin de l'exercice	**48,91**	39,31	38,15	20,45	16,25
– fourchette durant l'exercice	**33,90-50,15**	33,50-43,65	19,00-38,45	15,35-25,10	14,55-26,95
Actions négociées *(en millions)*[4]	**196,4**	212,0	224,8	184,7	244,7
Valeur comptable par action *(en dollars)*	**21,91**	18,60	16,55	14,68	13,85

1 Le bénéfice d'exploitation correspond au bénéfice avant les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif. En 2000 et en 1998, le bénéfice d'exploitation ne comprend pas les frais de restructuration.

2 Comprend 49,4 millions d'actions détenues à titre de placement par le gouvernement du Canada.

3 Les cours et les fourchettes à la fin de l'exercice sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

4 Nombre total d'actions négociées aux bourses de Toronto et de New York.

	2002	2001	2000	1999	1998
Amont – Canada					
Bénéfice d'exploitation	**689 $**	690 $	685 $	249 $	38 $
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**(1)**	29	113	6	30
Bénéfice net	**688 $**	719 $	798 $	255 $	68 $
Flux de trésorerie	**1 417**	1 125	1 460	841	481
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 281**	1 131	884	746	746
Production quotidienne *(nette avant redevances)*					
Pétrole brut et liquides *(en milliers de barils)*	**119,4**	75,1	76,6	83,1	89,2
Gaz naturel *(en millions de pieds cubes)*	**722**	714	738	719	722
Prix de vente moyen					
Pétrole brut et liquides *(le baril)*[1]	**37,95**	37,24	41,42	24,48	18,00
Gaz naturel *(le millier de pieds cubes)*[1,2]	**4,01**	6,00	4,75	2,59	1,96
Réserves prouvées *(nettes avant redevances)*					
Pétrole brut et liquides *(en millions de barils)*	**479**	439	412	463	463
Gaz naturel *(en billions de pieds cubes)*	**2,2**	2,2	2,3	2,5	2,5
Propriétés foncières pétrolières et gazières *(brutes/nettes) (en millions d'acres) (comprend l'Alaska)*	**20,1/12,4**	21,1/12,7	19,4/12,0	18,6/11,5	15,9/10,0
Puits forés *(bruts/nets)*					
Pétrole	**17/7**	27/15	34/21	44/12	67/30
Gaz naturel	**348/203**	354/229	233/135	164/95	187/82
Sables pétrolifères	**0/0**	50/50	0/0	0/0	0/0
Secs	**32/21**	27/16	20/4	24/6	21/8
Total	**397/231**	458/310	287/160	232/113	275/120
Amont – International					
Bénéfice (perte) d'exploitation	**225 $**	(27) $	19 $	(6) $	(9) $
Perte à la vente d'éléments d'actif	**–**	–	(41)	–	–
Bénéfice net (perte nette)	**225 $**	(27) $	(22) $	(6) $	(9) $
Flux de trésorerie	**583**	27	78	44	35
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**221**	153	43	47	72
Production quotidienne *(nette avant redevances)*					
Pétrole brut et liquides *(en milliers de barils)*	**125,5**	2,3	12,6	12,2	11,9
Gaz naturel *(en millions de pieds cubes)*	**103**	–	–	–	–
Prix de vente moyen					
Pétrole brut et liquides *(le baril)*[1]	**39,53**	37,62	41,96	24,92	17,17
Gaz naturel *(le millier de pieds cubes)*[1]	**4,52**	–	–	–	–
Réserves prouvées *(nettes avant redevances)*					
Pétrole brut et liquides *(en millions de barils)*	**351**	11	2	13	13
Gaz naturel *(en billions de pieds cubes)*	**0,6**	–	–	–	–
Propriétés foncières pétrolières et gazières *(brutes/nettes) (en millions d'acres)*	**12,9/7,2**	5,7/5,7	3,3/3,3	3,4/3,4	3,3/3,3
Puits forés *(bruts/nets)*					
Pétrole	**39/17**	3/1	7/0	7/1	9/3
Gaz naturel	**5/1**	0/0	1/0	0/0	1/1
Secs	**9/4**	0/0	3/2	2/2	2/1
Total	**53/22**	3/1	11/2	9/3	12/5
Aval					
Bénéfice d'exploitation	**254 $**	300 $	273 $	115 $	204 $
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**3**	1	(1)	(9)	(35)
Bénéfice net	**257 $**	301 $	272 $	106 $	169 $
Flux de trésorerie	**380**	589	434	163	420
Dépenses en immobilisations corporelles	**344**	383	264	220	276
Ventes de produits pétroliers *(en milliers de mètres cubes par jour)*	**55,7**	54,5	55,4	51,2	49,1
Établissements de ventes au détail à la fin de l'exercice	**1 537**	1 566	1 618	1 658	1 709
Capacité de traitement de brut des raffineries à la fin de l'exercice *(en milliers de mètres cubes par jour)*	**49,8**	49,8	49,8	49,0	49,0
Utilisation moyenne des raffineries *(en pourcentage)*	**101**	96	101	100	95

1 Après l'incidence des activités de couverture.

2 Avant déduction des frais de collecte et de traitement applicables en Colombie-Britannique.

ÉQUIPE DE LEADERSHIP DE LA HAUTE DIRECTION

Ron Brenneman
Chef de la direction

Norm McIntyre
Président

Boris Jackman
Vice-président directeur, Aval

Harry Roberts
Vice-président principal et chef des finances

Kathy Sendall
Vice-présidente principale, Ouest du Canada

Brant Sangster
Vice-président principal, Sables pétrolifères

Gordon Carrick
Vice-président, Côte Est

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Ron Brenneman
Chef de la direction
Petro-Canada

Angus A. Bruneau
Président du conseil
Fortis Inc.

Gail Cook-Bennett
Présidente du conseil d'administration
Conseil de placement du Régime de pensions du Canada

John F. Cordeau
Associé et chef du contentieux
Bennett Jones LLP

Claude Fontaine
Associé principal
Ogilvy Renault

Paul Haseldonckx
Administrateur de société

Thomas E. Kierans
Président du conseil
Institut canadien des recherches avancées

Brian F. MacNeill
Président du Conseil d'administration
Petro-Canada

Paul D. Melnuk
Associé directeur
FTL Capital Partners LLC

Guylaine Saucier
Administratrice de société

William W. Siebens
Président et chef de la direction
Candor Investments Ltd

Veuillez consulter la Circulaire de procuration de la direction pour plus d'information sur les hauts dirigeants, les membres du Conseil d'administration et les pratiques de régie d'entreprise de Petro-Canada. La Circulaire de procuration de la direction comprend de l'information biographique sur les hauts dirigeants; des renseignements sur la rémunération et les contrats des hauts dirigeants; les mandats et les rapports des comités du Conseil d'administration; un énoncé sur les pratiques en matière de régie d'entreprise et de l'information détaillée sur les antécédents professionnels, la durée du mandat, l'appartenance aux comités, la rémunération et la participation en actions des administrateurs. La Circulaire de procuration de la direction de Petro-Canada est disponible sur le site Web de la Société à www.petro-canada.ca et auprès des Relations avec les investisseurs.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

Actions en circulation
Au 31 décembre 2002, 214,2 millions d'actions de Petro-Canada étaient en circulation dans le public.

Agent des transferts et agent comptable des registres
Au Canada :
Compagnie Trust CIBC Mellon

Aux États-Unis :
Mellon Investor Services, LLC

Téléphone sans frais : 1 800 387-0825
Télécopieur : (416) 643-5660
ou (416) 643-5661
Courriel : inquiries@cibcmellon.com
Site Web : www.cibcmellon.com

Rapports envoyés en plus d'un exemplaire
Il se peut que les actionnaires ayant plus d'un compte non inscrit reçoivent plus d'un exemplaire de nos rapports. Pour éliminer les envois répétitifs, veuillez communiquer avec l'agent des transferts et agent comptable des registres.

Assemblée annuelle
L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu à 11 h, heure locale, le mardi 29 avril 2003 à la salle de bal Crystal de l'hôtel The Palliser situé au 133, 9th Avenue S.W., à Calgary, en Alberta.

Cotes et symboles boursiers
Toronto : PCA
New York : PCZ

Dividendes
Le Conseil d'administration de Petro-Canada a adopté comme politique de verser un dividende trimestriel de 0,10 $ (0,40 $ par année) par action ordinaire. Le Conseil d'administration réexamine régulièrement la politique de dividende à la lumière de la situation financière de la Société, du financement nécessaire pour assurer sa croissance et d'autres facteurs.

Sur notre site Web...
Vous trouverez sur le site Web de Petro-Canada, à www.petro-canada.ca, divers renseignements sur la Société ainsi que de l'information destinée aux investisseurs, notamment :

- Supplément statistique
- Notice annuelle
- Rapports trimestriels
- Circulaire de procuration de la direction
- Exposés et discours
- Historique des dividendes
- Code des pratiques commerciales de Petro-Canada
- Principes relatifs aux activités et aux investissements de Petro-Canada
- Rapport à la collectivité

Relations avec les investisseurs
Téléphone : (403) 296-4040
Télécopieur : (403) 296-3061
Courriel : investor@petro-canada.ca

Demandes des médias
Communications de la Société
(403) 296-8498

Demandes du public
Petro-Canada
C.P. 2844
Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
Téléphone : (403) 296-8000
Télécopieur : (403) 296-3030
Site Web : www.petro-canada.ca

Vos commentaires sont les bienvenus
Nous aimerions recevoir vos commentaires sur notre format de rapport annuel plus économique à produire. Veuillez envoyer vos commentaires par courriel à : sbraunga@petro-canada.ca

GLOSSAIRE DE TERMES ET DE RATIOS FINANCIERS

Termes

BAPIL ÉQUIVALENT PÉTROLE

La production de gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection) est convertie selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Bénéfice avant les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la vente d'éléments d'actif.

CAPITAL UTILISÉ

Total de l'avoir des actionnaires et de la dette.

DETTE

Dette à long terme, incluant la tranche échéant à moins d'un an.

FLUX DE TRÉSORERIE

Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement hors caisse.

Ratios

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ

Bénéfice net plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice net en fonction du capital utilisé par la Société.

RENDEMENT D'EXPLOITATION DU CAPITAL UTILISÉ

Bénéfice d'exploitation plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen.

RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

Bénéfice net divisé par l'avoir des actionnaires moyen. Mesure le rendement obtenu par les actionnaires sur leur placement dans la Société.

RATIO DE LA DETTE AUX FLUX DE TRÉSORERIE

Dette divisée par les flux de trésorerie. Indique la capacité de la Société d'acquitter l'encours de sa dette.

RATIO DE LA DETTE À LA DETTE PLUS L'AVOIR DES ACTIONNAIRES

Dette divisée par la dette plus l'avoir des actionnaires. Indique la valeur relative de la dette dans la structure du capital de la Société. Mesure la vigueur financière.

COUVERTURE DES INTÉRÊTS

Mesure la capacité de la Société de couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.

En fonction du bénéfice : Bénéfice avant les intérêts débiteurs et la provision pour impôts sur le bénéfice, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction du BAIIDEAE : Bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts sur le bénéfice, la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement et les charges d'exploration, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction des flux de trésorerie :
Flux de trésorerie avant les intérêts débiteurs et les impôts sur le bénéfice exigibles, divisés par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

Facteurs de conversion

Afin de nous conformer à l'usage, nous utilisons dans ce rapport les unités du système impérial pour décrire les activités d'exploration et de production, et les unités métriques pour décrire les activités de raffinage et de commercialisation. À moins d'indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens.

1 mètre cube (liquides) = 6,29 barils
1 mètre cube (gaz naturel) = 35,49 pieds cubes
1 litre = 0,22 gallon impérial
1 hectare = 2,47 acres
1 mètre cube = 1 000 litres

CONCEPTION GRAPHIQUE : Bhardari & Plater Inc.
PHOTOS : couverture et pages 2 et 3 (à partir de la gauche) : Ad Vantage Productions, Joelle Opelik, Joelle Opelik, archives, Albert Normandin. Page 4 : Joelle Opelik

Ce rapport annuel a été imprimé sur du papier sans acide et recyclable. Les encres sont à base d'huile de lin et ne contiennent aucun métal lourd. Aucun alcool n'entre dans le procédé d'impression. Les composés organiques volatils associés à l'impression ont été réduits de 50 % à 75 % comparativement aux niveaux qu'aurait occasionnés l'utilisation d'encres et de procédés traditionnels.

SOCIETE DOTEE DE GRANDES CAPACITES

Petro-Canada est une entreprise focalisée et disciplinée et elle dispose des ressources humaines et financières nécessaires à l'exécution de sa stratégie.

SOCIETE REGIE PAR DES PRINCIPES RIGOUREUX

Nous croyons que le recours à des principes extrêmement rigoureux en matière d'honnêteté, d'intégrité et de comportement éthique est la clé de notre réussite et nous appliquons ces principes partout où nous menons nos activités.

EXCELLENT DOSSIER DE REUSSITES

Nos plans en vue d'une amélioration de la rentabilité et d'une croissance continues nous positionnent de façon à pouvoir continuer de créer de la valeur pour les actionnaires.

SOCIETE POSITIONNEE EN VUE D'UN AVENIR DE CALIBRE INTERNATIONAL

Nous faisons preuve de discipline dans nos choix et nos méthodes d'investissement, établissant un portefeuille d'occasions de calibre international.

ALSO PUBLISHED IN ENGLISH
www.petro-canada.ca

PETRO-CANADA

PRINTED IN CANADA
IMPRIMÉ AU CANADA